

MODULUS-Schlussbericht

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Vorhabensbezeichnung: **MODULUS – Modulare Leistungsübergabestation**

Zuwendungsempfänger: **Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (Koordinator)**
Aura GmbH
Protarget AG
Solarlite CSP
Industrial Solar GmbH
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Förderkennzeichen: **03ETW021**

Projektleiter **Dirk Krüger**

Laufzeit des Vorhabens: **01.04.2020 bis 31.03.2025**

Bearbeiter: **Navina Konz**
Dirk Krüger
Stefan Mehnert
Jakob Leicht
Martin Scheuerer

Status: **02.02.2026**
Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

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

1.	Einleitung und Überblick	3
2.	Kurze Darstellung des MODULUS-Projektes.....	4
2.1.	Aufgabenstellung	4
2.2.	Planung und Ablauf des Vorhabens	5
2.3.	Wissenschaftlicher und technischer Stand an den angeknüpft wurde	6
2.4.	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	7
3.	Eingehende Darstellung des MODULUS-Projektes.....	9
3.1.	Erfolgte und geplante Veröffentlichungen.....	9
3.2.	AP2 – Analyse des Standes der Technik und Grobkonzept für die Standardisierung der BoP	10
3.2.1.	Analyse des Standes der Technik.....	11
3.2.1.1.	Untersuchung bestehender Lösungen in bestehenden solaren Prozesswärmanlagen	13
3.2.1.2.	Zusammenfassung der Erfahrung der drei Kollektorhersteller bei der Planung und Umsetzung von BoP: Leistungsgrößen, Temperaturen, Medien und Installationsaufwand.....	19
3.2.1.3.	Grundsätze der Standardisierung	21
3.2.1.4.	Untersuchungen zur Bereitstellung modularer Komponenten in der Solartechnik und außerhalb	25
3.2.2.	Pflichtenheft für die BoP der Beispielanlage.....	27
3.2.3.	Darstellung Preis über Leistung für alle Anlagenkomponenten	30
3.2.4.	Standardisierte Hydraulik	31
3.2.4.1.	Erörterung und Festlegung der Normen	32
3.2.4.2.	Erstellung von BoP-Schemata	37
3.2.4.3.	Standardisiertes, skalierbares RI-Schema.....	45
3.3.	AP 3 – Detailplanung der BoP.....	49
3.3.1.	Detailplanung Anlage 1	49
3.3.2.	Detailplanung Anlage 2	59
3.3.3.	Detailplanung Anlage 3	59
3.4.	AP 4 – Konstruktion und Fertigung der BoP	70
3.5.	AP 5 – Definition der In-Situ Tests der BoP.....	73
3.5.1.	Festlegen der Markt-, Anwendungs- und Bereitstellungsanforderungen.....	74
3.5.2.	Anforderungen aus Regelwerken.....	75
3.5.2.1.	Technische Regelwerke im EWR	75
3.5.2.2.	Technische Regelwerke im USMAC.....	76
3.5.3.	Aufstellen der Prüfläufe.....	77
3.5.4.	Funktions- und Sicherheitsprüfungen.....	77
3.5.5.	Festlegen der notwendigen Anforderungen an die Instrumentierung, Programmierung	81
3.5.6.	Programmierung der Auswertung der Daten	82
3.6.	AP 6 – Aufbau, Test und Validierung der BoP in relevanter Umgebung	82
3.6.1.	Transport, Zollformalitäten, Logistik vor Ort, Erstellen der Fundamente	83
3.6.2.	Anschluss der Medienversorgung	84
3.6.3.	Lieferung der Steuerung inklusive SPS, SCADA und Programmierung.....	85

3.6.4.	Befüllung, Testlauf, und Systemcheck	86
3.6.5.	Test der BoP-Module in der Anwendung: Funktionalität, Regelungsverhalten	88
3.6.6.	Inbetriebnahme	89
3.6.7.	Optimierung der BoP.....	90
3.7.	AP 7 – Ergebnisbewertung: Auswertung der Erfahrungen mit der BoP und Überprüfung der Standardisierung	94
3.7.1.	Aufbereitung und Analyse der Messdaten.....	94
3.7.2.	Diskussion der technischen Ausführungen der BoP und angeschlossenen Leittechnik.....	97
3.7.3.	Erfassung der Kosten und Analyse der Kostenreduktion durch Standardisierung, Bestimmung der Reduktion der Wärmegestehungskosten	98
3.7.4.	Weitere Vorschläge zur Kostenreduktion auf Basis der Projekterfahrungen	102
3.7.5.	Neubewertung der Skalierung der BoP in Leistungsgröße und Temperaturniveau, Festlegung der Abstufungen auch im Hinblick auf geeignete Märkte/Anwendungen.....	102
3.7.6.	Optimierung der Anlage im Zusammenspiel zwischen Solarfeld, BoP und Verbraucher	105
3.8.	AP 8 – Voruntersuchungen zur Vorbereitung von Pilotanwendungen	106
3.8.1.	Standardisierte Angebote für BoP entwickeln	106
3.8.2.	Vorstudien für BoP für Kunden.....	106
3.8.3.	Pre-Feasability-Studien für solare Prozesswärme.....	107
3.8.4.	Angebote einer solaren Prozesswärmeanlage zu ausgewählten Fällen mit Schwerpunkt auf die BoP auf Basis von standardisierten Angeboten.....	107
	AP 9 – Verbreitung der Ergebnisse.....	107
4.	Literaturverzeichnis.....	108

1. Einleitung und Überblick

Individuelle Planungen und Einzelanfertigungen, wie sie momentan noch stattfinden, sind für die solare Prozesswärme ein wesentliches Hindernis für deren verstärkten Einsatz im Bereich solarer Prozesswärme. Neben erhöhten Kosten tragen sie auch zu höheren Fehlerrisiken im System bei. Ziel des MODULUS-Projektes war daher die Entwicklung einer standardisierten, modularen Schnittstelle für die Integration solarer Wärme in industrielle Prozesswärmesysteme. Im MODULUS Projekt arbeiteten drei Kollektorhersteller, ein Anlagenbauunternehmen und zwei Forschungsinstitute zusammen, um ein Konzept für eine standardisierte und möglichst modulare Leistungsübergabestation, auch Balance of Plant (BoP), zu entwerfen. Dieses Konzept wurde anschließend in einer realen Betriebsumgebung erprobt.

Die Projektergebnisse enthalten detaillierte Planungskonzepte für den Bau einer standardisierten Kern-BoP, die für flüssige Wärmeträgermedien im Kollektorkreislauf entwickelt wurde. Auf der Nutzerseite können die Medien Öl, Satttdampf eingesetzt werden. Zusätzlich wurden Komponenten im Leistungsbereich 0,5 bis 10 MW aufgelistet und hinsichtlich ihres Standardisierungspotenzials untersucht. Auch die durchzuführenden Tests vor und während der Inbetriebnahme wurden aufgelistet. Die Inbetriebnahme der Demonstrations-BoP wurde dokumentiert und die daraus folgenden Schlussfolgerungen für eine mögliche Optimierung des Konzeptes gezogen. Zuletzt konnten erste wirtschaftliche Effekte erfasst und beschrieben werden.

Das Projekt gliederte sich in mehrere Arbeitspakete (APs), wovon AP 1 für die Koordination des Projektes vorgesehen war. In AP 2 wurde die Analyse des Standes der Technik und darauf basierend ein grobes Konzept für die Standardisierung der BoP entworfen. AP 2 bildete die Basis der nachfolgenden Arbeitspakete. Das in AP 2 entwickelte Konzept diente als Anlaufpunkt für die Detailplanung der BoP in AP 3, die gemeinsam von dem jeweiligen Kollektorhersteller mit dem Anlagenbauunternehmen durchgeführt wurde. Insgesamt konnten zwei detaillierte Konzepte für standardisierte BoPs erarbeitet werden, wovon eines für den Fall einer Öl-Öl-Umgebung und eines für den Fall der Direktverdampfung vorgesehen war. In AP 4 war die Konstruktion und Fertigung der in AP 3 erarbeiteten Detailplanung vorgesehen, welche für die Betriebsumgebung 3 durchgeführt werden konnte. Zeitgleich wurden in AP 5 die Vorgaben und Definitionen der In-Situ-Tests der BoP herausgearbeitet. Die wurden anschließend bei dem Aufbau und Test der BoP berücksichtigt und durchgeführt. Die Inbetriebnahme der BoP gliederte sich dabei in zwei Teilschritte, der Kalt- und Heißeinbetriebnahme. Nach der Inbetriebnahme der BoP und deren Betriebsumgebung wurden in AP 7 die Erfahrungen mit der BoP ausgewertet und die Standardisierung überprüft. Abschließend wurden in AP 8 Voruntersuchungen zur Vorbereitung von Pilotanwendungen durchgeführt. Hier wurden die bisherigen Erfahrungen der Kollektorhersteller und des Anlagenbauunternehmens mit den im Projekt gewonnenen Erkenntnissen zusammengeführt.

2. Kurze Darstellung des MODULUS-Projektes

Zu Beginn soll eine kurze Darstellung des MODULUS-Projektes und dessen Inhalten gegeben werden. Hierfür werden zunächst die Aufgaben im Projekt erläutert und anschließend auf die Umstände und Voraussetzungen, unter denen das Projekt durchgeführt wurde, eingegangen. Anschließend wird die Planung und der Ablauf des Vorhabens näher beschrieben und der wissenschaftliche und technische Stand, an welchem angeknüpft wurde, aufgeführt. Zuletzt wird die Zusammenarbeit mit anderen Stellen hervorgehoben.

2.1. Aufgabenstellung

Im Rahmen des Vorhabens sollten Testeinheiten entwickelt und evaluiert werden, mit denen Rückschlüsse auf unterschiedlich praxisrelevante Leistungsgrößen, Temperaturniveaus und kundenseitige Wärmeträgermedien abgedeckt werden können. Hierfür sollten die Erfahrungen der drei Kollektorhersteller mit einem Anlagenbauunternehmen und zwei Forschungseinrichtungen geteilt werden, um eine weitgehend standardisierte und modulare Leistungsübergabestation, auch Balance of Plant (kurz BoP) genannt, zu entwickeln.

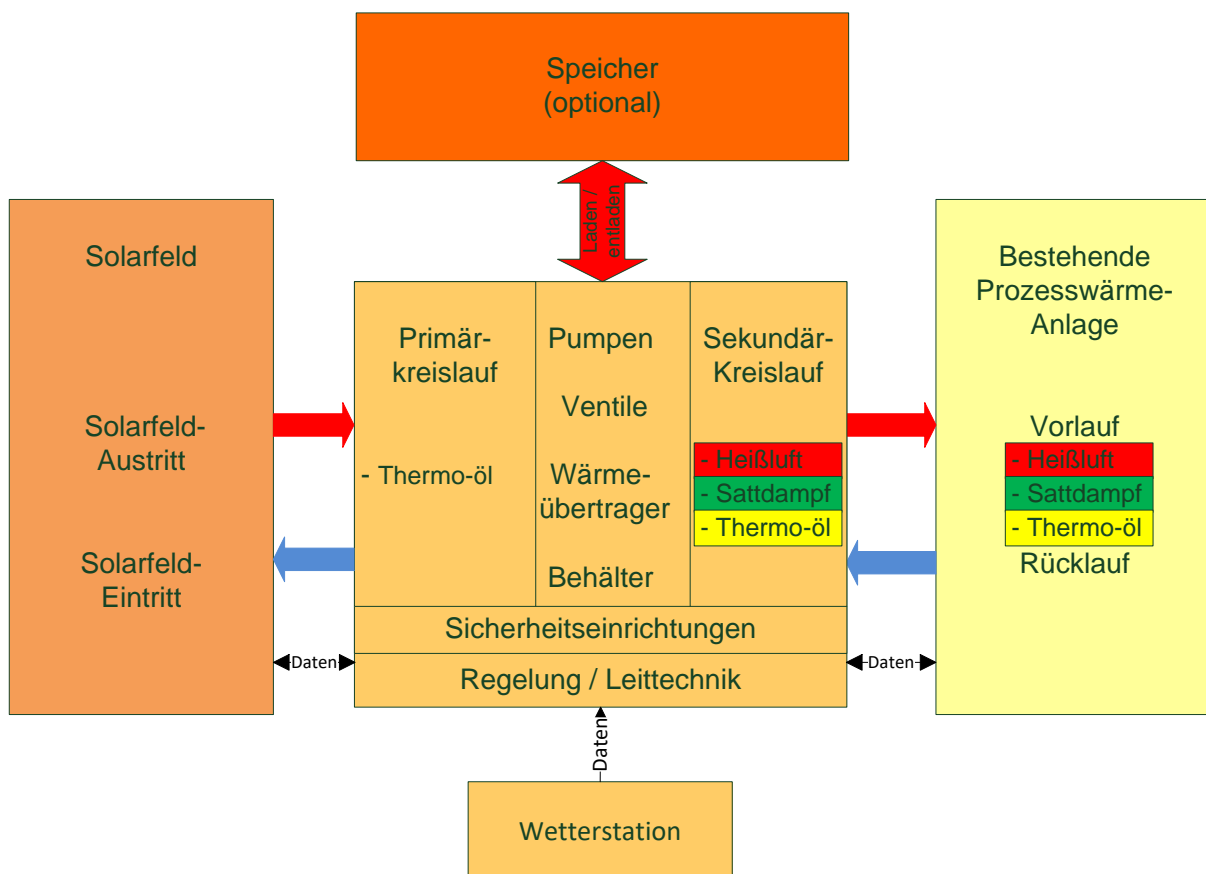


Abbildung 1: Funktionsmodule und Schnittstellen einer BoP

In Abbildung 1 ist ein schematisches Konzept einer BoP dargestellt. Für den Primärkreislauf, der von dem Solarfeld in die BoP läuft, sollte ein entsprechend der Leistungsklassen skalierte Module für Thermoöle realisiert werden. Auch für den Sekundärkreislauf sollten entsprechende Module entworfen werden. Zusätzlich zu den Modulen für Thermoöle sollte hier auch der Einsatz weiterer Module für unterschiedliche Wärmeträgermedium (Heißluft, Sattdampf, ...) untersucht werden. Die übrigen Komponenten und Subsysteme der BoP, insbesondere die Leittechnik und Sicherheitseinrichtungen sollen in allen Varianten möglichst unverändert bleiben. Das Gesamtkonzept sollte für zukünftige Erweiterungen um Primärkreislaufmodule für alternative Wärmeträgermedien (z.B. Dampf oder Heißwasser) und den Anschluss von

thermischen Speichern als Systemkomponente zur Stabilisierung des Betriebs und zur Steigerung des Solarbeitrags offen gestaltet werden.

2.2. Planung und Ablauf des Vorhabens

Im Modulus-Projekt sollte erforscht werden, welche Konzepte zu einer verbesserten Qualität mit verringerter Fehleranfälligkeit und für eine Reduktion der Planungs-, Herstell- und Installationskosten zielführend sind.

Hierfür waren folgende Forschungs- und Entwicklungsaufgaben vorgesehen:

- Untersuchung von Konzepten zur Standardisierung der BoP mit der sich die Fehleranfälligkeit verringern lässt.
- Erforschung von Konzepten, die zur Kostenreduktion und damit zu geringeren solaren Wärmekosten führen.
- Planung und Bau von Leistungsübergabestationen als Testeinheiten
- Überprüfung der Testeinheiten in relevanter Umgebung
- Überprüfung der Standardisierung
- Untersuchung geeigneter Einsatzmöglichkeiten für Leistungsübergabestationen
- Verbreitung der Projektergebnisse über Workshops und Veröffentlichungen

Da im angestrebten Leistungsbereich von 0,5 MW bis 5 MW keine geeigneten Testumgebungen mit simulierten Schnittstellen existierten und auch nicht kostengünstig erstellt werden konnten, sollten die Testeinheiten ersatzweise in realen Anlagen von Kunden der drei Kollektorhersteller validiert werden. Im Erfolgsfall sollten die getesteten Anlagen in den Besitz der Kunden übergehen. Das Risiko, im Falle eines Scheiterns der Entwicklung dem dennoch eine funktionsfähige Integrationsstelle entsprechend dem Stand der Technik zu liefern, lag bei den Kollektorherstellern.

Dieses Vorgehen ist in Abbildung 2 noch einmal grafisch dargestellt.

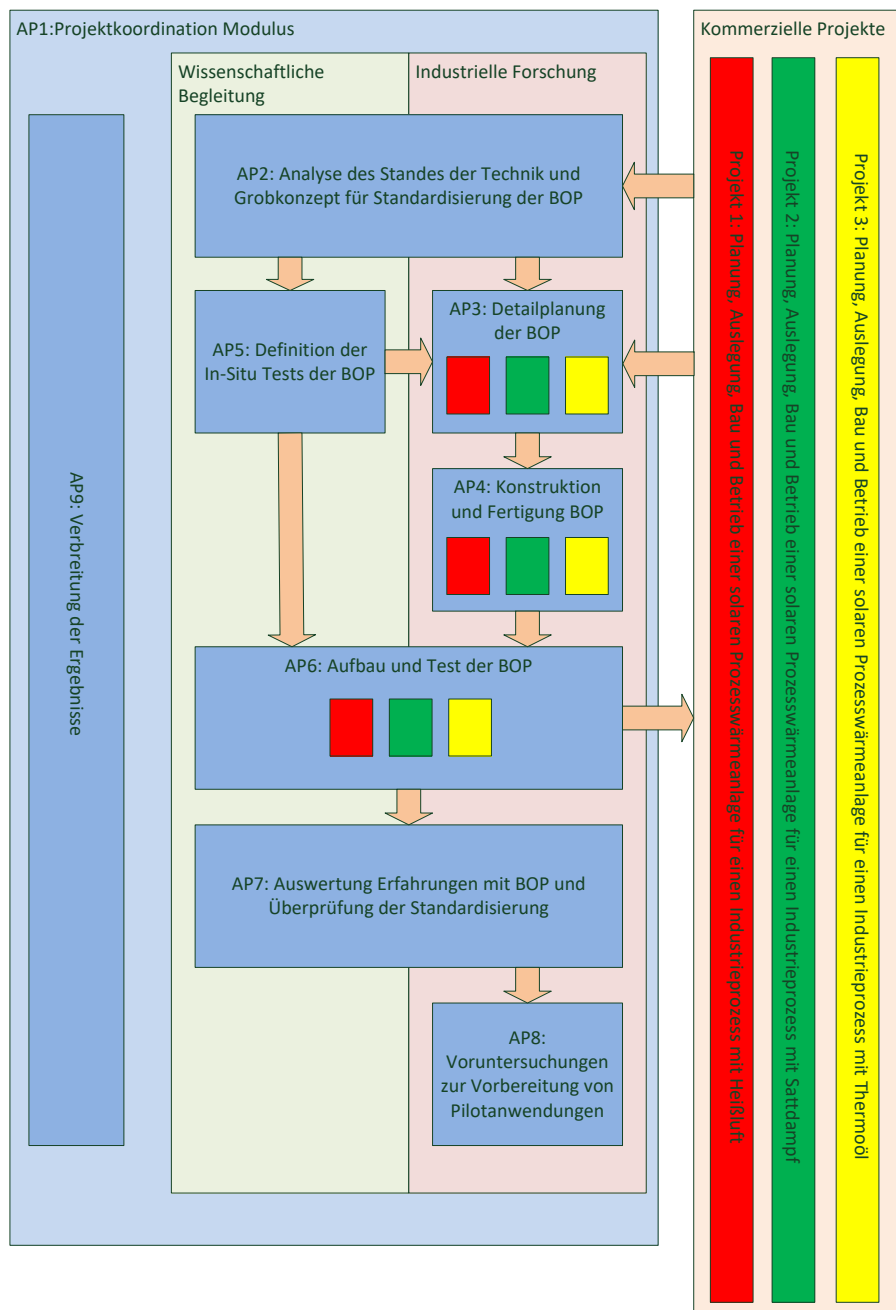


Abbildung 2: Modulus Arbeitspakete und Schnittstellen mit kommerziellen Projekten

2.3. Wissenschaftlicher und technischer Stand an den angeknüpft wurde

Solare Prozesswärmanlagen für den Temperaturbereich über 100°C mit den Wärmetransfermedien Druckwasser, Öl und Sattdampf werden bisher individuell geplant. Für jede Anlage wird eine Leistungsübergabestation entwickelt und angepasst an die verbraucherseitige Struktur. Typischerweise werden die Leistungsübergabestationen/BoP von den Kollektorherstellern gemeinsam mit dem Kollektorfeld angeboten, da die Kunden eine Gesamtlösung erwarten. Daher werden die Planungsleistungen für die BoP durch die Kollektorhersteller selbst oder im Auftrag der Kollektorhersteller erbracht. Auch die BoP wird vom Kollektorhersteller beschafft und zumindest in Teilen installiert. Hier unterscheidet sich der Markt deutlich vom solaren Niedertemperaturbereich, wo Kollektorhersteller meist nur als Lieferanten der Kolleorteknik auftreten und sich auf die Weiterentwicklung ihrer Produkte konzentrieren können. Die Standardisierung von BoPs für den Prozesswärmebereich über 100°C wurde bisher noch nicht

Modulus erzielten Ergebnisse beteiligte. Weiterhin hat das DLR mit den gewonnen Projekterfahrungen an der Erstellung der VDI-Richtlinie 4190 – Solarthermische Anlagen mitgewirkt. Die Richtlinie wurde um das Thema der Parabolrinnenkollektoren ergänzt. Im Rahmen des IEA SHC Task 64/IV und IEA SHC Task 64/IV beteiligten sich das DLR und das ISE und brachten die in Modulus erzielten Erfahrungen mit ein. Für die Inbetriebnahme der dritten Umgebungen arbeiteten die Projektpartner mit Azteq und später auch Campina zusammen.

3. Eingehende Darstellung des MODULUS-Projektes

Im nachfolgenden sollen die einzelnen Arbeiten näher beschrieben werden. Dabei werden die Tätigkeiten im Projekt den einzelnen Arbeitspaketen (wie in Abbildung 2 dargestellt) zugeordnet.

3.1. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Tabelle 1: Liste der Veröffentlichungen im Rahmen von Modulus

Autor/innen	Veranstaltung/Journal	Art	Titel	Datum	Link
Bärbel Epp, Sol-rico	-	Umfrage	High level of dynamism on the SHIP world market in 2022	27.03.2022	https://solarthermal-world.org/news/high-level-of-dynamism-on-the-ship-world-market-in-2022/
Dirk Krüger	EWB-Kolloquium	Vortrag	Modulus-Standardisierte Leistungsübergabestation für Prozesswärme	02.03.2023	
Bärbel Epp, Sol-rico		Umfrage	The Netherlands and Spain drive SHIP market 2023	28.03.2024	https://solarthermal-world.org/news/the-netherlands-and-spain-drive-ship-market-2023/
Dirk Krüger, Jakob Leicht, Sven Fahr, Joachim Krüger, Stefan Bonleitner, Andreas Burger, Jana Stengler	Solarthermie-Symposium	Vortrag und Veröffentlichung in Proceeding	Standardisiertes Engineering von Leistungsübergabestationen für Prozesswärme	09-11.05.2023	https://www.themartere.com/vortrag/standardisiertes-engineering-von-leistungsuuebergabestationenfrprozesswaerme-de
Dirk Krüger, Jakob Leicht, Sven Fahr, Bärbel Epp, Joachim Krüger, Stefan Bonleitner, Andreas Burger, Klaus-J. Riffelmann, Jana Stengler	SolarPACES 2022	Vortrag und Veröffentlichung in Proceeding	Standardized Balance of Plant Engineering for Solar Process Heat	16.01.2024	https://elib.dlr.de/189950/1/Solar-PACES%202022%20Modulus%20Paper%20published.pdf
Dirk Krüger, Bärbel Epp, Timo Zippler, Jakob Leicht, Stefan Mehnert, Gregor Bern, Mark Schmitz und Navina Konz	Solarthermie-Symposium	Vortrag und Veröffentlichung in Proceeding	Leistungsübergabestation für Prozesswärme	14-16.05.2024	https://www.tib-op.org/ojs/index.php/ST-symposium/article/view/1342
E. Zarza, Navina Konz, Dirk Krüger, D. Alarcón	IEA SHC Task 64/IV	Bericht	System/Component Modularization for SHIP Applications [4]	Juni 2024	https://task64.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task64-Sub-TaskB-D.B2.pdf
Navina Konz et al.	SolarPACES 2023	Vortrag	Standardised Engineering of	12.10.2023	

			Heat Transfer Stations for Process Heat		
Dirk Krüger et al.	SolarPACES 2024	Veröffentlichung in Proceeding	Developments in Solar Heat Applications	Eingereicht in 2024	
Stefan Albrecht, Dominik Bestenlehner, Luuk Beurskens, Andreas Bohren, Lukas Feierl, Dirk Krüger, Klaus Lichtenegger, Alex Mellor, Yuvaraj Pandian, Dimitris Papageorgiou, Pedro Rubio, Sebastian Schramm, Luis M. Serra, Marcel Wagner, Johannes Werner, Michael Zellinger und Silas Tamm, Magdalena Berberich	IEA SHC Task 68	Report, SHC Task 68	Solar Collector Technologies for District Heating	24.05.2024	https://task68.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task68--Report-RA1.pdf
Navina Konz, Timo Zippler, Jakob Leicht, Stefan Mehnert, Martin Scheuerer, Bärbel Epp, Andreas Burger, Dirk Krüger und Jana Stengler	International Sustainable Energy Conference 2024	Veröffentlichung	Integration of Solar Thermal Process Heat	2024	https://www.tib-op.org/ojs/index.php/isec/article/view/1147

3.2. AP2 – Analyse des Standes der Technik und Grobkonzept für die Standardisierung der BoP

Aufbauend auf Untersuchungen bestehender Lösungen in Prozesswärmeanlagen, einer Befragung der teilnehmenden Kollektorhersteller zu abgeschlossenen Projekten sowie einer Analyse des Planungsprozesses für eine BoP, werden in diesem Kapitel die Grundlagen eines Standardisierungskonzeptes erarbeitet. Ziel ist es, eine weitmöglichst standardisierte, modulare Anlagenschematik für die Wärmeübergabestation zu entwickeln. Als Grundlage werden hierfür die drei im Projekt geplanten BoPs verwendet, um daraus Handreichungen für einen vereinfachten und strukturierten Planungsprozess, Auslegungshinweise und eine weitestmöglich standardisierte Hydraulik für BoPs abzuleiten. Diese enthalten typischerweise mehrere funktionelle Komponenten zwischen Solarfeld und Verbraucher:

- die Leistungsübergabestation vom Energiewandlungsprozess in die BoP,
- die Speicherung, Nivellierung und Regelung der Leistung in der BoP,
- die Übergabe der Leistung aus der BoP an die Energiesenke.

Im Projekt sollen in den Aufbau der BoP auch eine Schnittstelle integriert werden, die Kommunikation mit unmittelbar zum Betrieb des Solarfeldes gehörenden Komponenten erlaubt, wie z.B. die Steuerung der Kollektornachführung. Diese Schnittstelle soll so definiert werden, dass die BoP durch verschiedene Kollektorsysteme von einem beliebigen Hersteller genutzt werden kann. Die beispielhaften Anwendungsfälle der Projektpartner definieren dabei die

Randbedingungen für die abzuleitenden Anforderungen an Leistung, Resilienz, Kosten, Sicherheits- und Umwelanforderungen sowie bauliche Dimensionierung.

3.2.1. Analyse des Standes der Technik

Zunächst wurde eine Literaturrecherche zu bestehenden Lösungen in Prozesswärmeanlagen durchgeführt. In einem weiteren Schritt wurde die Anlagendatenbank www.ship-plants.info ausgewertet, um auf Basis schon durchgeführter Projekte Trends und mögliche Schwerpunkte für Standardisierungsansätze zu evaluieren.

Projekt P3 – Pilotanlage zur solaren Prozesswäremeerzeugung mit Parabolrinnenkollektoren

Im Rahmen des P3 Projektes wurde ein Parabolrinnenfeld mit 108m² Kollektorfläche des Typs PTC1800 der Soliterm GmbH auf einem Dach des Produktionsgeländes der Alanod GmbH in Ennepetal errichtet und demonstriert, wie solare Prozesswärme in einen Industriebetrieb eingespeist werden kann. Wegen seiner weiten Verbreitung in Industrieanlagen wurde Dampf als Wärmetransportmedium gewählt und eine Anlagenkonfiguration erarbeitet, die es erlaubt, Satttdampf unmittelbar im Solarfeld zu erzeugen. Erstmals wurde damit unmittelbar im Solarfeld erzeugter Satttdampf in eine Dampfschiene eingeleitet. [5]

Das Projekt konnte zeigen, dass durch den direkten Anschluss an die Dampfschiene eine vergleichsweise einfache Nachrüstung des Solarsystems möglich ist. Es wurden standardisierte Prüfverfahren zur thermischen Leistungsfähigkeit sowie zur Bestimmung der Dauerhaftigkeit und Zuverlässigkeit von konzentrierenden Kollektoren entwickelt, um die Qualität und Zuverlässigkeit dieser Systeme zu gewährleisten. Die Systemintegration berücksichtigte die Auslegung der Dampftrommel, die als Puffer für die Dampferzeugung dient, und es wurden Regelungsstrategien für die Einspeisung des Dampfes in die Dampfschiene entwickelt

Bezüglich der Standardisierung von BoP, insbesondere für die in Modulus geplanten Öl-Öl-Anlagen, ließen sich im Projektbericht jedoch keine verwertbaren Ansätze finden.

Projekt SolSteam

Das Projekt „SolSteam – Integriertes Standardsystem für solar-fossil erzeugten industriellen Prozessdampf“ entwickelte ein integriertes und modular erweiterbares Standardsystem zur Erzeugung von industriellem Prozessdampf durch die Kombination solarer und fossiler Energiequellen. Ziel war es, die bisher geringe Marktdurchdringung solarer Prozessdampfsysteme zu überwinden, indem Planungs- und Genehmigungsaufwand sowie Kosten durch Standardisierung und Systemintegration reduziert werden. Im Fokus standen dabei Anwendungen im Temperaturbereich von 100°C bis 500°C.

Das Projekt untersuchte und validierte verschiedene Konzepte zur Integration von direktverdampfenden Solarkollektoren mit fossilen Hochdruck-Dampferzeugern. Dabei wurden unterschiedliche Verschaltungsvarianten des Wasser-Dampf-Kreislaufs entwickelt, getestet und hinsichtlich Stabilität, Effizienz und Betriebs-sicherheit bewertet. Es werden viele Teilaspekte zur Optimierung von Dampfsystemen sehr detailliert beleuchtet, für die in Modulus geplanten Öl-Öl-Anlagen, ist vieles davon nicht relevant. Die Aspekte der Definition von Schnittstellen und Auswahl von Standardbauteilen wurden hier auch schon benannt, Standardlösungen wurden jedoch nicht erarbeitet. [3]

System Opticube der Firma Sunoptimo SA aus Belgien

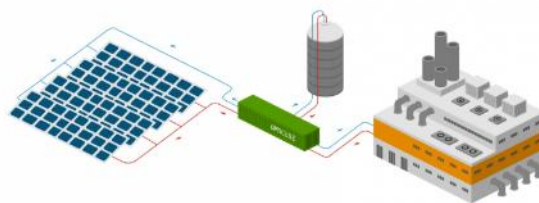
Die Firma Sunoptima SA aus Belgien bietet ein Komplettpaket für die Bereitstellung solarer Wärme mit nicht-konzentrierenden Kollektoren bis 30.000 m² und zugeschnittener BoP in einem Container („Opticube“) an, siehe Abbildung 4. Im Gegensatz zur in diesem Projekt angestrebten Entwicklungen, liegt bei Opticube-Systemen der Fokus auf Niedrigtemperaturwärme mit Wasser als Arbeitsmedium. Der Ansatz, vorkonfigurierte Hydrauliklayouts als Containerlösung anzubieten, aus denen das für den jeweiligen Anwendungsfall am besten passende

gewählt wird, kann als Leitbild für Modulus dienen. Auf diese Weise lässt sich der Engineeringprozess auf ein Minimum reduzieren.



Accueil

De 800 à 30.000 m², nous nous occupons de la station solaire



**Abbildung 4: Bereitstellung solarer Niedrigtemperaturwärme, Sunoptimo SA, Belgien
(www.sunoptimo.com)**

Projekt INSHIP

Im Rahmen des EU-Projektes Horizon 2020 befasste sich „INSHIP: Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes“ mit der Direktverdampfung in linear konzentrierenden Solarkollektoren (Parabolrinne und Fresnel-Kollektor) zur industriellen Prozesswärmebereitstellung im mittleren Temperaturbereich (150-400 °C). Die BoP für solche Anlagen wird im Deliverable Report 3.5 näher betrachtet, es werden Operation Modes und Kontrollstrategien beschrieben sowie anwendbare Prüfnormen (Codes and Standards) erläutert [3]. Die Ergebnisse dieses Projekts dienen als Vorarbeit zum Projekt Modulus und können hier verwendet werden.

Projekt SOLAR PROCESS HEAT (SO-PRO)

Das Projekt “SOLAR PROCESS HEAT (SO-PRO)” zielte darauf ab, den Markt für solare Prozesswärme anzuschließen. Zu den Projektaktivitäten gehörte unter anderem die gezielte Sensibilisierung von Entscheidungsträgern in der Industrie, die Schulung von Fachleuten, die Entwicklung von Checklisten und Planungsrichtlinien sowie 12 Pilotprojekte. Im Projektbericht wird u.a. das Fehlen standardisierter Lösungen als Barriere für die Einführung von solarer Prozesswärme in Europa thematisiert. Standardisierte Lösungen wurden im Rahmen dieses Projekts aber nicht erarbeitet. [6]

Projekt KoST

Im Projekt „KoST – Kostenreduktion in der Solarthermie durch standardisierte Komponenten und Schnittstellen“ (FKZ 0325860A), wurden im Teilprojekt „ColStoSys“ Solarthermieanlagen zur Gebäudeheizung und Trinkwassererwärmung untersucht und Vorschläge zur Standardisierung der Flachkollektoren, Montagevorrichtungen, Regler, des Speichers und der Solarstation erarbeitet. Das Kostensenkungspotenzial wurde auf bis zu 30% bezüglich der LCoH beziffert. [7]

IEA SHC Tasks

Im IEA Task 49 – Solar Heat Integration in Industrial Processes (2012-2015) – wurde eine weltweite Datenbank mit Solaranlagen, die zur Erzeugung von industrieller Prozesswärme dienen, aufgebaut (www.ship-plants.info). Details zu den BoPs der Anlagen sind dort allerdings nicht zu finden. Diese Datenbank wurde im Verlauf des Projektes ausgewertet, mit dem Ziel bestehende Anlagen zu clustern, typische Merkmale und Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Anlagenparametern und Trends zu identifizieren. Details hierzu finden sich im Unterkapitel „Evaluation bestehender SHIP-Anlagen“. Unter anderem im Deliverables B2 „Integration Guideline“ [8] wurde die Frage der Integration von Solarwärme in Industrieprozesse schon behandelt und das Konzept einer Einteilung in funktionale Baugruppen angewendet. Vorschläge zur Standardisierung der Hydraulik werden hier jedoch nicht gezeigt.

Im IEA Task 64 – Solar Process Heat (2020-2023) befasst sich der Subtask D mit der Standardisierung und Zertifizierung („Standardization and Certification“). Zum Zeitpunkt der Literaturrecherche lag nur eine Inhaltsangabe vor, welche Themen in diesem Subtask behandelt werden sollten. Zum jetzigen Zeitpunkt liegt aus Subtask B der Bericht mit dem Titel „Integration schemes an BOPS more commonly used in Commercial SHIP applications“ vor. In diesem werden die Aspekte des Integrationspunktes und der Designparameter einer BoP behandelt. [9]

Weiterhin arbeiteten Projektpartner aus Modulus an der Erstellung des Berichtes „System/Component Modularization for SHIP Applications“. [4]

3.2.1.1. *Untersuchung bestehender Lösungen in bestehenden solaren Prozesswärmeanlagen*

Die Anlagendatenbank www.ship-plants.info wurde mit Fokus auf Anlagen mit konzentrierenden Kollektoren evaluiert. Mit Hilfe dieser Auswertung wurde analysiert welche Marktsegmente das Projekt Modulus adressiert. Untersucht wurde die Verteilung existierender Anlagen hinsichtlich Industriebranchen, Anlagenleistung, Prozesstemperaturen und verwendeter Wärmeträgerfluide sowie deren lokale Verteilung. Es wurde abgeglichen, inwieweit die im Projekt geplanten Demo-Anlagen sich in vorhandenen Trends und Häufungen wiederfinden.

In Abbildung 5 ist die Häufigkeit von Prozesswärmeanlagen mit konzentrierenden Kollektoren in verschiedenen Sektoren dargestellt. Die Sektoren „Molkerei“, „Lebensmittel“, „Landwirtschaft“ und „Metallverarbeitung“ sind dabei am relevantesten.

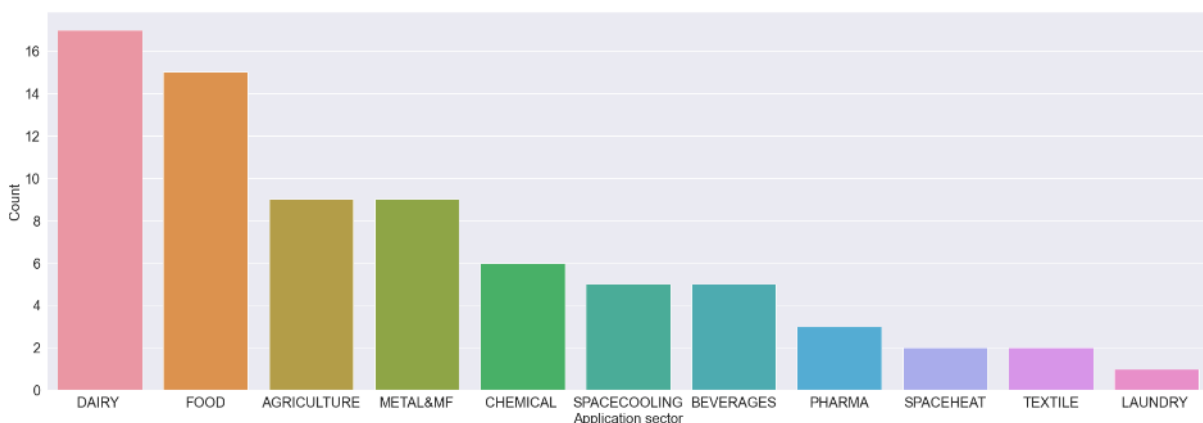


Abbildung 5: Häufigkeit von Prozesswärmeanlagen mit konzentrierenden Kollektoren in verschiedenen Sektoren

In Abbildung 6 ist die Anlagenleistung in verschiedenen Sektoren dargestellt. Vor allem in der chemischen Industrie sind größere Anlagen (> 2MW) gebaut worden. Kleine Anlagen (< 300 kW) kommen in diesem Sektor nicht vor.

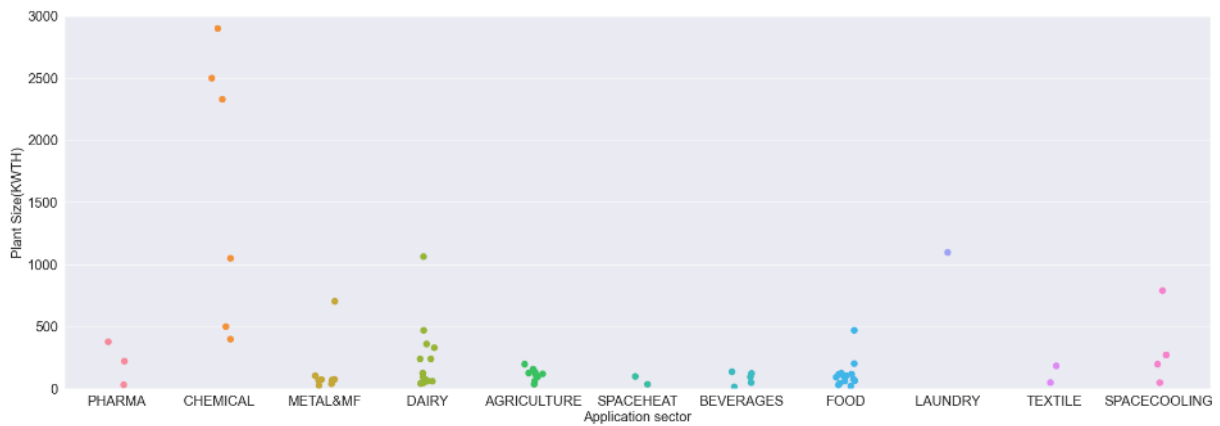


Abbildung 6: Anlagenleistung von Prozesswärmanlagen mit konzentrierenden Kollektoren in verschiedenen Sektoren (0-3000 kW_{th})

In Abbildung 7 werden die Anlagen < 500 kW noch einmal aufgeschlüsselt dargestellt. Anlagen > 300 kW wurden vor allem in den Sektoren „Chemie“, „Pharma“ und „Molkereien“ gebaut.

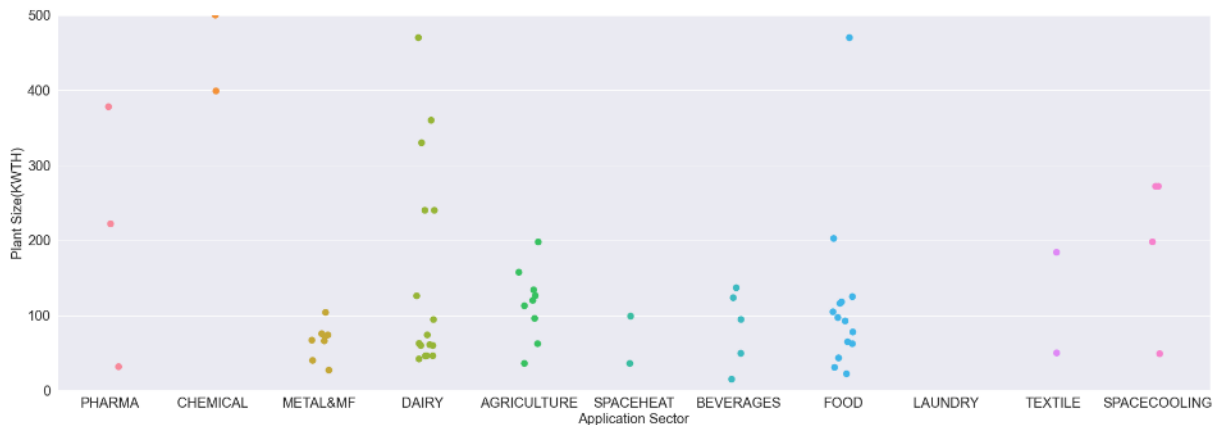


Abbildung 7: Anlagenleistung von Prozesswärmanlagen mit konzentrierenden Kollektoren in verschiedenen Sektoren (0-500 kW_{th})

Abbildung 8 ist die Prozesstemperatur über verschiedene Sektoren dargestellt. Vor allem in der chemischen Industrie kommen Anlagen mit Prozesstemperaturen über 300 °C vor. In anderen Sektoren erreichen nur vereinzelt Anlagen vergleichbare Temperaturen. Ein klarer Zusammenhang war aufgrund der vorliegenden Datenbasis jedoch noch nicht zu erkennen.

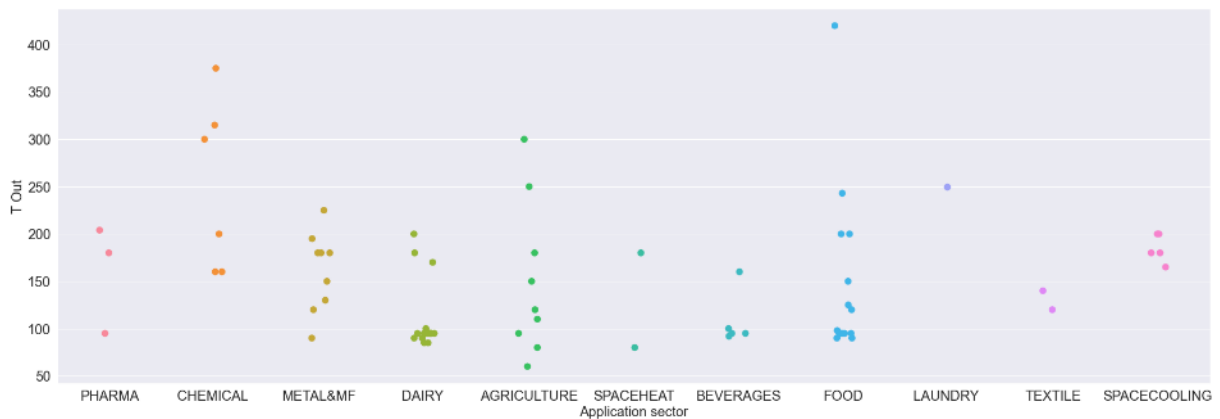


Abbildung 8: Prozesstemperatur von Prozesswärmeanlagen mit konzentrierenden Kollektoren in verschiedenen Sektoren

Abbildung 9 zeigt die für verschiedene Branchen typischen Anlagentemperaturen aufgetragen über der Anlagenleistung. Die in der Datenbank www.ship-plants.info gelisteten Anlagen sind hier als Punkte dargestellt. Von jedem Kollektorhersteller wird eine in der Vergangenheit realisierte Anlage (auf Basis der Angaben im Fragebogen, vgl. Kapitel 3.2.1.2) ebenfalls gegenübergestellt. Die entsprechenden Anlagen sind mit einem kreuzartigen Marker hervorgehoben und in der Nomenklatur entsprechend der Form „Hersteller, Example Branche“ bezeichnet. Die für das Modulus-Projekt geplanten Demo-Anlagen wurden analog eingetragen.

Für die in der Datenbank gelisteten Anlagen ist kein klarer Zusammenhang zwischen typischer Größe und Betriebstemperaturen festzustellen. In der dominierenden Leistungsgrößenordnung von < 500 kW sind alle Temperaturniveaus vertreten. Deutlich größere Anlagen sind in geringer Anzahl vorhanden, sodass hier keine Schlussfolgerungen möglich sind.

Auffällig ist, dass die Demoanlagen, die im Projekt gebaut werden sollten, sowie die von den teilnehmenden Kollektorherstellern bereits realisierten Beispielanlagen im Marktvergleich eine große Anlagenleistung und höhere Prozesstemperaturen aufweisen. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass im Modulus-Projekt ausschließlich Hersteller konzentrierender Kollektoren vertreten sind, wohingegen die Datenbank ebenfalls SHIP-Anlagen nicht konzentrierender Technologien listet. Der Trend zu Anlagen mit größerer Gesamtleistung lässt sich auf den wachsenden Reifegrad der Technologie zurückführen und zeigt, dass im Markt der Schritt von kleineren Demonstrationsanlagen hin zu kommerziellen Projekten vollzogen wird.

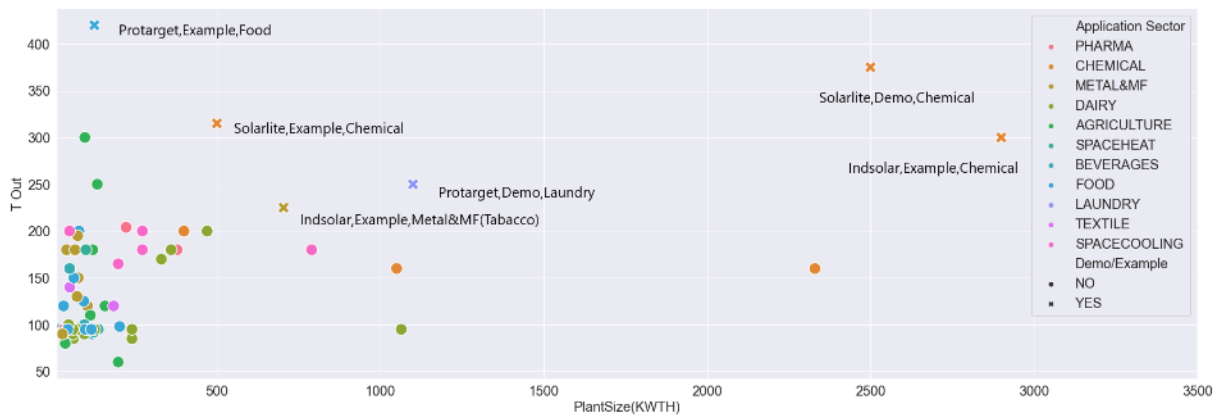


Abbildung 9: Anlagenleistung und Prozesstemperatur von Prozesswärmanlagen mit konzentrierenden Kollektoren einschließlich der Demo- und Beispielsanlagen aus dem Projekt

In Abbildung 10 ist die Häufigkeit der Anlagen nach Wärmeträgerfluid und Prozesstemperatur aufgetragen. Anlagen mit Wasser/Dampf als Wärmeträgerfluid zeigen Prozesstemperaturen bis 250 °C. Bei Anlagen mit Thermalöl können Temperaturen von 80-400°C erzeugt werden, schwerpunktmäßig werden sie aber im Hochtemperaturbereich eingesetzt, wo der Einsatz von Wasser nur druckbeaufschlagt möglich ist, was wiederum zu höheren Anforderungen an die Komponenten und entsprechenden Kosten führt. Die Verteilung der Prozesstemperatur im Bereich > 100°C in Thermalölanlagen ist gleichmäßig. Es ist nicht zu erkennen, dass bei Thermalölanlagen bestimmte Temperaturniveaus klar dominant sind. Bei den wasserführenden Anlagen ist ein klarer Schwerpunkt bei Prozesstemperaturen < 100°C zu erkennen, während bei Temperaturen > 250°C keine Anlagen gelistet sind. Dies ist wiederum auf die mit diesen Temperaturen verbundenen Druckstufen und Kosten zurückzuführen.

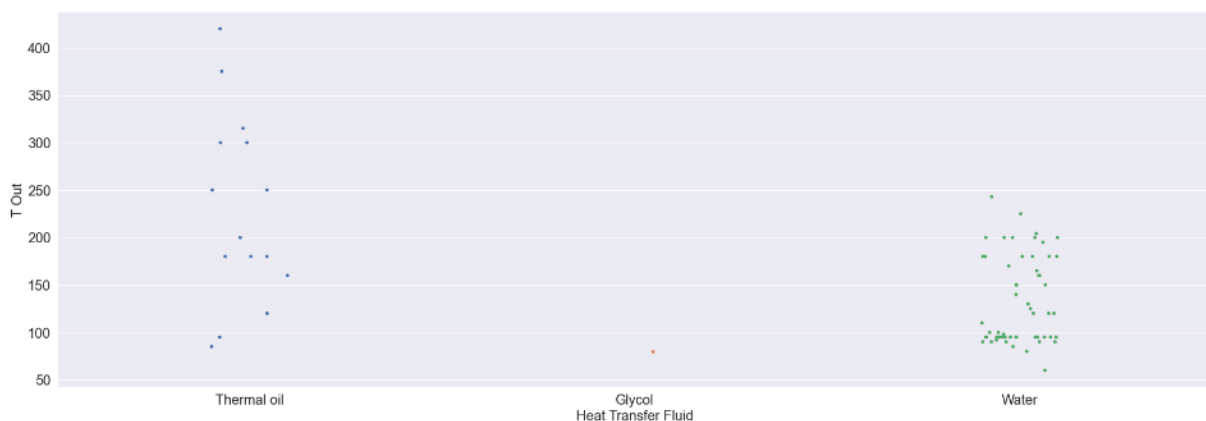


Abbildung 10: Prozesstemperatur von Prozesswärmanlagen mit konzentrierenden Kollektoren, sortiert nach Wärmeträgerfluid

In Abbildung 11 ist die Häufigkeit verschiedener Wärmeträgerfluide in Anlagen mit konzentrierenden Kollektoren aufgezeigt. Mit Abstand am häufigsten wurde in der Vergangenheit Wasser/Druckwasser/Dampf als Wärmeträgerfluid eingesetzt. In ca. einem Fünftel der Anlagen kommt Thermalöl zum Einsatz. Dieser Markt wird mit den geplanten Anlagen und Untersuchungen im Projekt bedient. Glykol-Gemische sind als Wärmeträgerfluid bei Anlagen mit konzentrierenden Kollektoren vernachlässigbar.

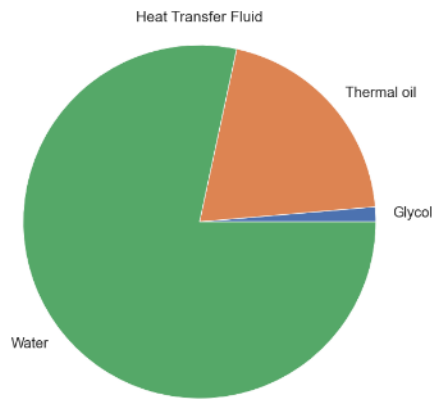


Abbildung 11: Wärmeträgerfluid in Prozesswärmanlagen mit konzentrierenden Kollektoren

In Abbildung 12 ist dargestellt, welches Prozessfluid beheizt wird, wenn das Wärmeträgerfluid im Solarkreis Thermalöl ist. Hier wird in 73% der Fälle Dampf erzeugt und in 27% der Fälle heißes Wasser erzeugt. Anlagen, die Luft- oder Thermalöl erhitzen, welche für das Modulus-Projekt eine höhere Relevanz besäßen, sind in der Datenbank jedoch nicht enthalten.

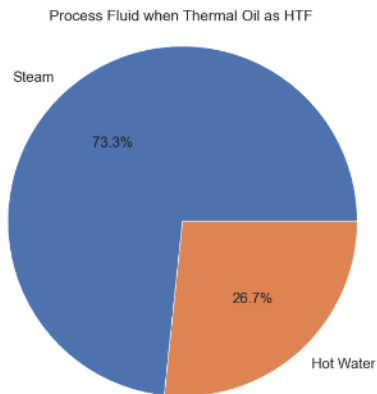


Abbildung 12: Prozessfluid in Prozesswärmanlagen mit konzentrierenden Kollektoren, wenn das Wärmeträgerfluid Thermalöl ist

In Abbildung 13 ist dargestellt, auf welchen Kontinenten die Anlagen mit konzentrierenden Kollektoren gebaut werden. Knapp die Hälfte der Anlagen stehen in Nordamerika, vorwiegend in Mexiko. Ein weiterer relevanter Markt ist Europa mit 35%. Auf anderen Kontinenten wurden deutlich weniger Anlagen gebaut.

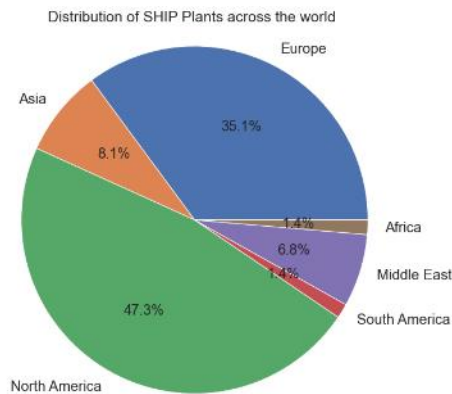


Abbildung 13: Häufigkeit von SHIP-Anlagen auf verschiedenen Kontinenten

Werden nur Anlagen betrachtet, die Thermalöl als Wärmeträgermedium nutzen, ist die Verteilung interessanterweise sehr unterschiedlich. In Abbildung 14 ist zu sehen, dass diese Anlagen vorwiegend in Europa stehen. Bei der Betrachtung von Genehmigungsverfahren im Projekt war es demnach sinnvoll, sich auf den europäischen Markt und die zugehörigen europäischen Normen und Richtlinien zu konzentrieren.

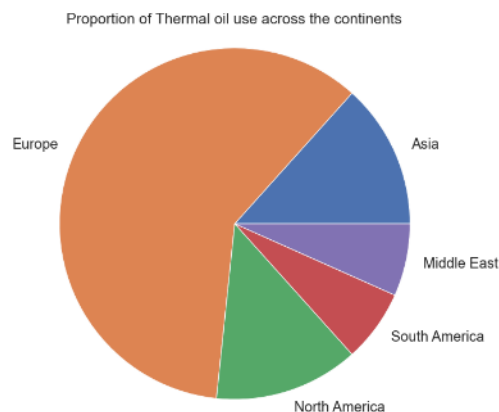


Abbildung 14: Häufigkeit von Prozesswärmanlagen mit konzentrierenden Kollektoren und Thermalöl als Wärmeträgerfluid auf verschiedenen Kontinenten

Darüber hinaus zeigt die Evaluation bestehender SHIP-Anlagen das eine Häufung von Anlagen mit den Betriebsparametern:

- Prozesstemperaturen bis 200 °C
- Anlagenleistung bis 200 kW
- Anlagengröße bis 500 m²
- Einsatz von Thermalöl als HTF (Europa)

auftritt. Diese wird im Zusammenhang mit der Standardisierung der Hydraulik, siehe Kapitel 3.2.4, wieder aufgegriffen. Darüber hinaus war eine klare Identifikation von Schwerpunkten und Zusammenhängen verschiedener Anlagenparameter, im Sinne einer Klassifizierung von Anlagentypen als Basis für die Standardisierung, auf Grundlage dieser Evaluation leider nicht möglich. Zur Identifikation weiteren Standardisierungspotentials wurde daher, basierend auf den Erfahrungen der Projektpartner, zusätzlich

- Ein Fragebogen zu zurückliegenden Projekten erstellt, siehe Kapitel 3.2.1.2
- eine Analyse des Planungsprozesses einer BoP durchgeführt, siehe Kapitel 3.2.1.3

3.2.1.2. Zusammenfassung der Erfahrung der drei Kollektorhersteller bei der Planung und Umsetzung von BoP: Leistungsgrößen, Temperaturen, Medien und Installationsaufwand

Als zusätzliche Grundlage für die Ermittlung von Standardisierungsansätzen, wurden die teilnehmenden Kollektorhersteller mittels eines Fragebogens zu ihren früheren Erfahrungen bei der Projektierung von SHIP-Anlagen befragt. Hier wurden detaillierter auch technische Spezifika und Vorgehensweisen bereits abgeschlossener Projekte abgefragt, um daraus typische Problemstellungen und Kostentreiber zu identifizieren siehe Abbildung 15. Von Solarlite wurden Informationen zu zwei Projekten bereitgestellt, während ISG und Protarget für jeweils ein abgeschlossenes Projekt Erfahrungen eingebracht haben. Die folgenden Themenfelder konnten dabei als immer wieder auftretende Hemmnisse und Kostentreiber identifiziert werden:

1. Hoher Aufwand bei der Einholung von (Bau-)Genehmigungen: Insbesondere im internationalen Kontext, aber auch auf Deutschland bezogen, sind die Projektpartner mit langen und vor allem unklaren Genehmigungsprozessen konfrontiert. Dies beginnt mit unklaren Zuständigkeiten bei den Behörden, setzt sich fort mit unklaren Anforderungen an Planungsunterlagen, Nachweisen und/oder Zertifizierungen und endet mit langen Bearbeitungszeiten. Alle Projektpartner wünschen sich hier Verbesserungen. Aufgrund der starken internationalen Ausrichtung der Firmen und der damit verbundenen Diversität der Anforderungen wurde eine Bearbeitung in diesem Projekt jedoch als unrealistisch eingeschätzt.
2. Schwierigkeiten bei der Zusammenarbeit mit lokalen Firmen: Bei zurückliegenden Projekten wurden die BoP bzw. die Einbindung der Solaranlage in den Prozess oft in Zusammenarbeit mit lokalen Firmen geplant und auch umgesetzt. Kommunikationsschwierigkeiten, unklare Zuständigkeiten, teilweise fehlende Kompetenzen und Erfahrung führen oft zu hohen Reibungsverlusten und sind damit ein Kostentreiber. Es besteht ein klarer Wunsch danach, die BoP als zukünftig vormontierte und möglichst leicht zu verschiffende Einheit zu planen, produzieren und, soweit möglich, auch zu testen, um die am die am Einsatzort notwendigen Arbeiten auf ein Minimum zu reduzieren.
3. Die Ausgestaltung von Schnittstellen zwischen Solarfeld, BoP und Kundenprozess hat sich als oft aufwendig erwiesen. Es soll für die hydraulischen und vor allem auch für die Kommunikationsschnittstellen ein Portfolio an Schnittstellendefinitionen erarbeitet werden, die auf weit verbreiteten technischen Standards beruhen und möglichst universell verwendbar sind.
4. In der Vergangenheit wurde oft hoher Aufwand für Komponentenauslegung in der Anlagenhydraulik getrieben. Es wird angestrebt, diesen Aufwand zu reduzieren, in dem für die auslegungsrelevanten Parameter möglichst vieler Komponenten eine Klassifizierung erfolgt. Auf Basis dieser Klassifizierung sollen Komponenten ohne viel Aufwand ausgewählt werden können. Komponenten, für die eine vereinfachte Auslegung möglich ist, sollen definiert werden.
5. Geringe Liefermengen führen zu höheren Kosten. Die Anzahl unterschiedlicher Komponenten soll deshalb möglichst reduziert werden, in dem weitmöglichst auf Standardlösungen zurückgegriffen wird. Auf diese Weise können Komponenten in größerer Stückzahl zu geringeren Preisen eingekauft werden.
6. Auch der Aufwand für Installation und Inbetriebnahme soll möglichst weit reduziert werden. Neben der schon unter Punkt 2 genannten weitestmöglichen Vorfertigung, sollen auch möglichst viele Qualitäts- und Sicherheitsprüfungen schon bei der Werksmontage

3.2.1.3. Grundsätze der Standardisierung

Aufbauend auf dem in den vorherigen Kapiteln dargestellten Standardisierungspotentials wurde der Ansatz verfolgt, Standardisierung vom Prozess her zu denken. Dafür wurden zunächst die Planungsschritte und Entscheidungsvorgänge des Engineeringprozesses einer BoP analysiert, um daraus Ansätze für Standardisierung abzuleiten. So soll eine Kostenoptimierung über die Standardisierung des Entwicklungsprozesses erreicht werden, da für die Erarbeitung spezifischer technischer Richtlinien die Grundlage fehlt. Weiterhin wurden die grundlegenden Funktionalitäten und Anlagenkonzepte von BoPs untersucht und daraus Funktionsmodule abgeleitet, deren spezifische Ausgestaltungen voneinander weitgehend unabhängig sind. So können, je nach Anwendungsfall, Funktionsmodule aus einer Art Baukasten ausgewählt und zur Gesamt-BoP zusammengefügt werden. Zuletzt wurden dann, für die in den verschiedenen Modulen enthaltenen Komponenten, die wichtigsten Aspekte zu deren technischer Auslegung betrachtet und, soweit möglich, Handlungsempfehlungen dazu erarbeitet.

Analyse des Planungsprozesses einer BoP

Auf Basis der Erfahrungen der beteiligten Kollektorhersteller, wurde für den Planungsprozess einer BoP ein typischer Ablauf definiert. Dabei wurde der Fokus darauf gelenkt, an welchen Planungsschritten wichtige Entscheidungen zur BoP getroffen werden müssen. Zu diesen wesentlichen Ausführungsentscheidungen werden dann in den folgenden Kapiteln die technischen Hintergründe erläutert und, soweit möglich, Ansätze zur Standardisierung erläutert. In Abbildung 16 werden die Planungsschritte aufgezeigt. Dabei wird zwischen den Phasen Vorbereitung (Projektanbahnung), Vorplanung (vor Vertragsunterzeichnung) und Detailplanung (Umsetzung nach Projektauftrag) unterschieden. Die wichtigsten Planungsschritte aus Vor- und Detailplanung, die mit wesentlichen Entscheidungen bei der Projektumsetzung verbunden sind (siehe rechte Seite in Abbildung 16), werden hier kurz erläutert:

1. Grundidee, Anlagenkonzept: Auf Basis der wesentlichen Prozessanforderungen (Betriebstemperaturen, Betriebsdruck, Leistung, Lastprofile), die von Nutzerseite im Lastenheft vorgegeben werden, wird ein Anlagenkonzept formuliert. Folgende Entscheidungen sind zu treffen:
 - a. Wahl des geeigneten Kollektors
 - b. Speicher erforderlich oder nicht
 - c. Wahl eines geeigneten Wärmeträgerfluids im Primärkreis
 - d. Anlagenschema im Sinne eines Blockdiagramms mit Festlegung der erforderlichen Funktionsmodule
2. Grobauslegung BoP: Wenn die Grobauslegung von Solarfeld und ggf. Speicher abgeschlossen ist, kann dieser Schritt für die BoP nachvollzogen werden. Dabei liegt der Fokus auf:
 - a. Hauptfluidleitung: Erstes Fließschema, vorläufige Rohrdimensionierung, geplanter Integrationspunkt
 - b. Stickstoffsystem: In Abhängigkeit von Drücken, Temperaturen und geplantem Wärmeträgerfluid, ist eine Stickstoffüberlagerung erforderlich oder nicht?
 - c. Druckluftsystem: Wird ein Druckluftsystem für die Schaltung pneumatischer Ventile benötigt?
3. Vorläufige Kostenanalyse: Auf Basis der Vorauslegung erfolgt eine erste Kostenabschätzung zur Vorlage beim Kunden, im Anschluss werden ggf. die Anforderungen nochmal geschärft und ggf. angepasst.
4. Finalisierung der Anforderungen für Detailplanung: In einem iterativen Prozess, werden die noch fehlenden Anforderungen und ihre Auswirkungen auf die Kostenschätzung mit dem Auftraggeber geklärt und fließen in das Pflichtenheft ein. Dies sind u.a.:

- a. Welcher Wärmeträger auf Prozessseite, Vordimensionierung des Wärmeübertragers
 - b. Welche Sicherheitseinrichtungen sind erforderlich?
 - c. Welche umweltschutz- und baurechtlichen Maßgaben sind zu berücksichtigen?
5. Detaillierte Auslegung der Einzelkomponenten: Nach Festlegung des R&I-Schemas können die Einzelkomponenten ausgelegt werden, die wichtigsten sind:
 - a. Rohrleitungsplan
 - b. Sensorik
 - c. Ventile & Aktoren
 - d. Wärmeübertrager
 - e. Stickstoffsystem
6. Kostenprüfung nach Detailauslegung: in einem techno-ökonomischen Optimierungsprozess werden R&I-Schema und Kostenaufstellung iteriert
7. Montage: Die Montage der BoP vor Ort stellt einen wesentlichen Kostenfaktor dar. Eine weitestgehende Vormontage kann diese Kosten reduzieren. Wenn möglich sollte eine Montage im Standard-Seecontainer angestrebt werden. Dies reduziert die Kosten und den Zeitbedarf für den Transport und verringert das Risiko von Transportschäden. Eine Rackmontage mit individueller Einhausung (oder ohne Einhausung zur Innenaufstellung) erfordert einen Transport mit Open-Top oder Flat-rack-Container, was teuer und meist langsamer ist. Gleichzeitig bringt sie größere Flexibilität bzgl. der Außenmaße und Öffnungen in der Einhausung.
8. Inbetriebnahme: Der Aufwand für die Inbetriebnahme und vor Ort durchzuführende Prüfungen soll möglichst geringgehalten werden, deshalb ist in Abhängigkeit von Produktions- und Installationsort sowie der gewählten Transportmethode für die BoP zu entscheiden, welche zur Abnahme erforderlichen Prüfungen schon am Produktionsort durchgeführt werden können. Welche Prüfungen notwendig sind und inwieweit diese standardisiert werden können, wird in AP 5 – Definition der In-Situ Tests der BoP näher betrachtet.

Standardisierungsaspekte im Planungsprozess

Die möglichen Ansatzpunkte für die Standardisierung im Planungsprozess wurden in einer Übersicht zusammengestellt, wie in Abbildung 17 zu sehen. Für die Ansätze mit dem höchsten Potential zur Standardisierung wurden hier die wesentlichen zu berücksichtigenden Aspekte zusammengefasst:

1. Schnittstellen
 - a. Auswahl kompatibler Steuerungshardware
 - b. Abgestimmte Kommunikationsprotokolle für Datenaustausch zwischen der Steuerung der Solaranlage und Steuerung der BoP
 - c. Datenaustausch mit Prozessseite
2. Funktionalitäten und Betriebsmodi und RI-Schema
 - a. Geforderte Funktionalitäten und Betriebsmodi der BoP-Anlage sind i.d.R. immer ähnlich und lassen sich in Funktionsmodulen abbilden
 - b. Je nach Anforderungen Auswahl nach Baukastenprinzip:
 - i. Hauptfluidkreislauf, Primärkreis
 - ii. Druckhaltung

- iii. Befüll- und Entleersystem
 - iv. Druckluftsystem
 - v. Prozessseite
 - vi. Ggf. Speichereinbindung
 - c. Aus den Funktionsmodulen lassen sich standardisierte RI-Schemata ableiten
- 3. Komponenten
 - a. Rohrleitungen:
 - i. Hauptauslegungsparameter: Nennweite, Druck, Druckverlust
 - ii. Großer Rohrdurchmesser führt zu erhöhten Kosten (auch Dichtungen, Flansche etc.)
 - iii. Kleiner Rohrdurchmesser führt zu hohem Druckverlust und hohen Kosten für Betrieb der Pumpe
 - iv. Optimierung zw. Druckverlust und Rohrdimensionierung
 - b. Ventile:
 - i. Auslegungsparameter: Nennweite, Druck
 - ii. Einsatz pneumatischer oder elektrischer Ventile abhängig von Regelverhältnis sowie -geschwindigkeit
 - c. Ausdehnungsbehälter:
 - i. Auslegungsparameter: HTF, Betriebsdruck und -temperatur, Anlagenleistung
 - ii. Überschlägige Auslegung: Ausdehnungsvolumen des HTF zuzüglich einer 30% Reserve
 - iii. Dimensionierung auf Basis des größten absperrbaren Volumens
 - d. Pumpe:
 - i. Auslegungsparameter: Massen-/Volumenstrom, Druck
 - e. Dämmung:
 - i. Auslegungsparameter: Wärmeverlust der BoP je Isolierstärken und Nennweite
 - ii. Auswahl Dämmstoff
- 4. Kategorisierung
 - a. Eine Standardisierung aufgrund von Anlagenkategorien wurde als Ansatz ausgeschlossen, vgl. Kapitel 3.2.1.2 und 3.2.1.1.
- 5. Modularisierung
 - a. Einteilung in Baugruppen / Funktionsmodule, siehe Punkt Funktionalitäten und Betriebsmodi
- 6. Messtechnik
 - a. Temperatursensoren
 - i. Auslegung nach Temperaturbereich und Sensorgenauigkeit
 - ii. Benötigte Stückzahl durch geschickte Positionierung reduzierbar
 - b. Drucksensoren
 - i. Auslegungsparameter Druckbereich
 - c. Durchflusssensoren
 - i. Auslegungsparameter Druck, Temperatur, Volumen-/Massestrom, Messgenauigkeit

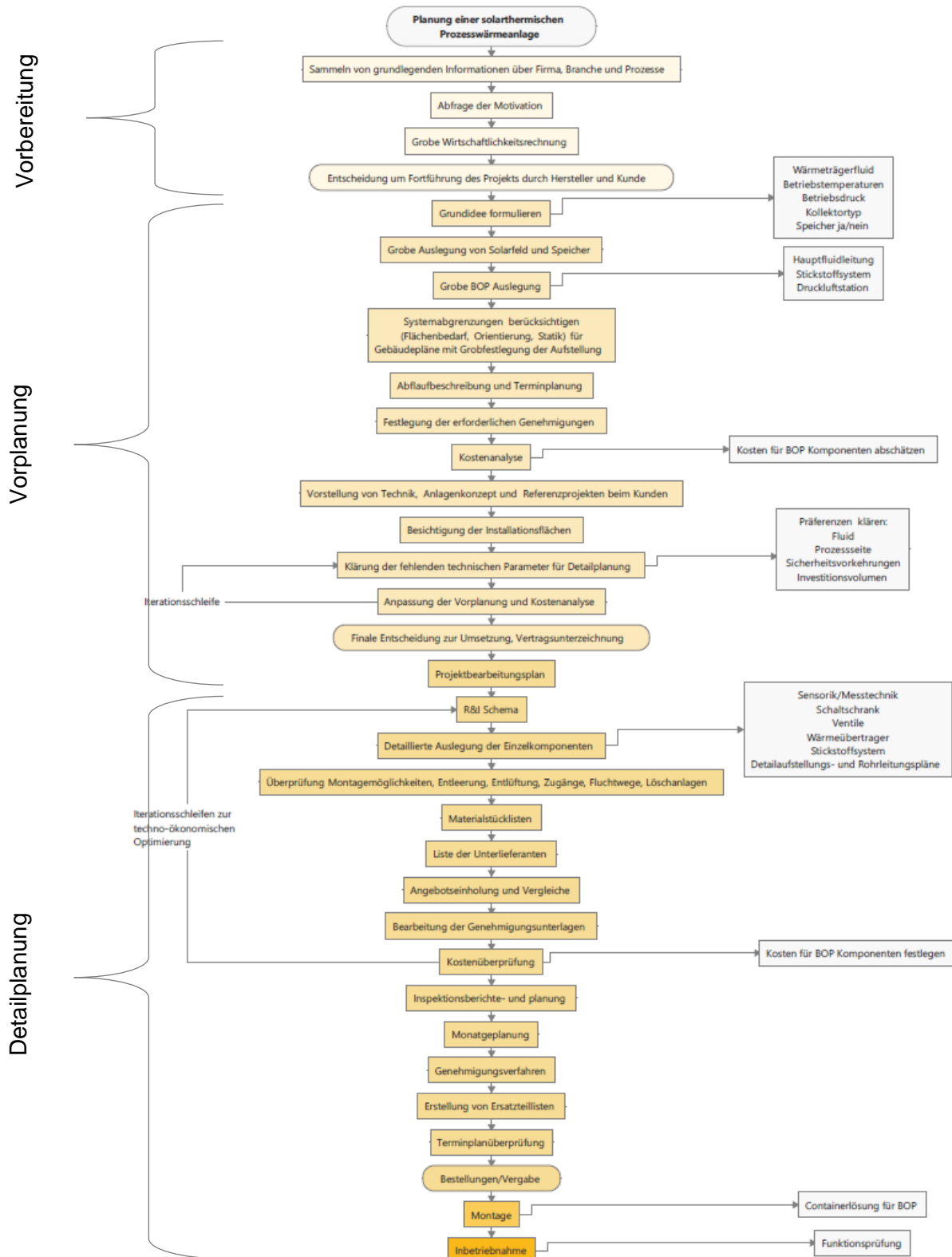


Abbildung 16: Planungsschritte bei einer solarthermischen Anlage. BoP relevante Themen sind in den grauen Boxen rechts aufgeführt

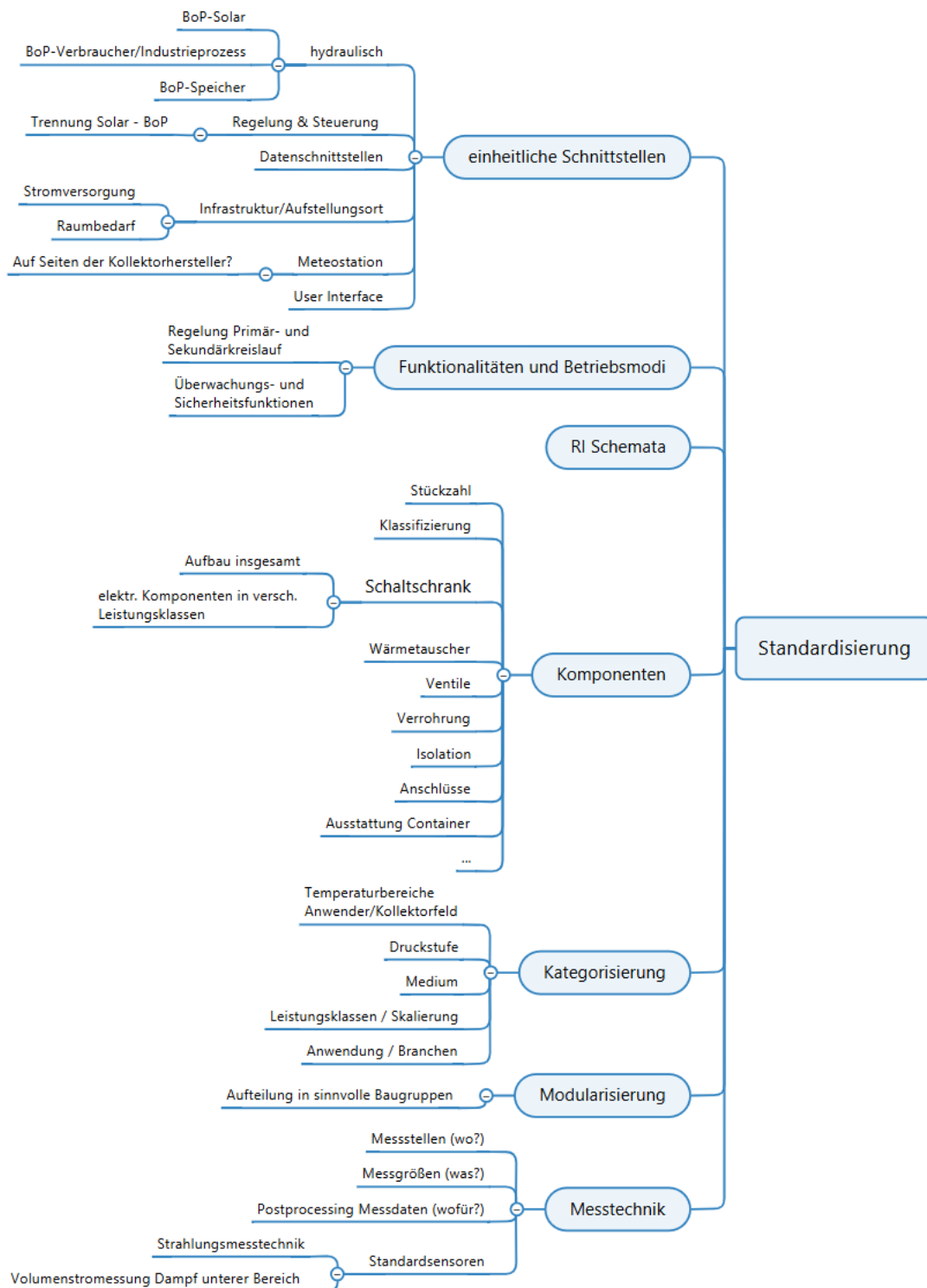


Abbildung 17: Übersicht der wichtigsten Standardisierungsansätze

3.2.1.4. Untersuchungen zur Bereitstellung modularer Komponenten in der Solartechnik und außerhalb

Die Ableitung von Funktionsmodulen aus den typischerweise immer ähnlichen Hauptfunktionen einer BoP wurde im Projekt als einer der Hauptansatzpunkte für eine Standardisierung des Engineeringprozesses identifiziert, vergleichbar mit den im Deliverable Report D3.5 des Projektes INSHIP beschriebenen Subsections [7].

Jedes dieser Funktionsmodule enthält zunächst nur die zur Erfüllung seiner spezifischen Funktion erforderlichen Komponenten, die spezifische Ausgestaltung der Module ist dabei

voneinander weitgehend unabhängig. Basierend auf den Anforderungen an die zu planende Anlage, wird aus den Funktionsmodulen dann ein standardisiertes RI-Schema der Gesamt-BoP zusammengesetzt.

Im ersten Schritt wurden die Funktionsmodule anhand der Anforderungen für die Solarlicht-Anlage in Turnhout definiert. Im Verlauf des Projektes sollen diese dann bei der Planung der anderen Anlagen angepasst, verfeinert und ergänzt werden.

In Abbildung 18 sind die Funktionsmodule und Schnittstellen in das zuvor erstellte R&I-Schema für eine standardisierte BoP eingezeichnet. Dabei lässt sich die BoP in folgende Schnittstellen einteilen:

- 1) **Hauptfluidleitung:** Sie beinhaltet neben dem Primärkreislauf aus dem Solarfeld auch den Wärmeübertrager und den Ausgleichstank sowie alle zugehörigen Ventile, Temperatur- und Drucksensoren.
- 2) **Druckluftsystem:** Es enthält alle Apparate, Rohre und Ventile, die für die Erzeugung und Leitung der Prozessluft benötigt werden.
- 3) **Stickstoff-Ausgleichssystem:** Enthält neben den Stickstofftanks auch alle Leitungen und Ventile vom Stickstofftank zum Ausdehnungsgefäß.
- 4) **Überlaufsystem:** Besteht aus dem Ablaufbehälter und den Leitungen, mit denen das Wärmeträgermedium sicher nach außen abgeleitet werden kann. Außerdem sind Sicherheitsventile eingebaut. Der Überlaufbehälter wird hauptsächlich für Thermoöle verwendet. Das Wasser kann direkt zur Kläranlage geleitet werden, wenn kein Ablaufbehälter installiert ist.
- 5) **Füll- und Entleerungssystem:** Dieses System umfasst Rohrleitungen, Pumpen und Ventile, die zum Befüllen und Entladen des Solarfelds benötigt werden. Alternativ kann es durch eine externe Pumpe ersetzt werden, die zum Befüllen der Solaranlage mit dem Wärmeträgermedium dient.
- 6) **Prozesseite**

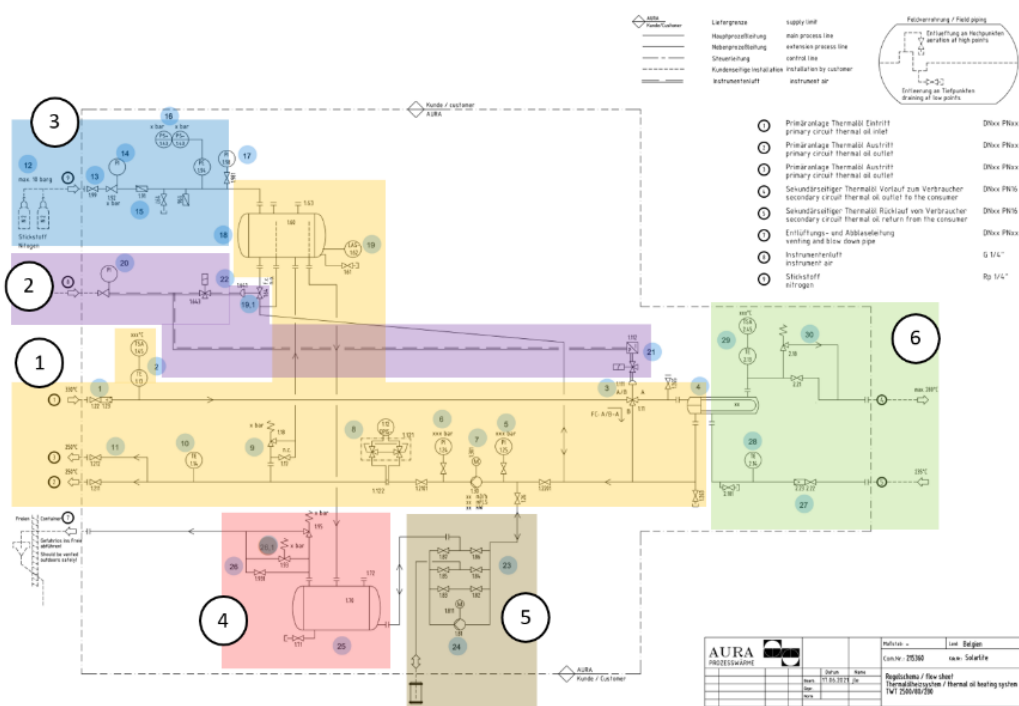


Abbildung 18: Funktionsmodule und Schnittstellen

3.2.2. Pflichtenheft für die BoP der Beispielanlage

Ein Lastenheft beschreibt die Anforderungen und Rahmenbedingungen, die ein Auftraggeber an ein Projekt stellt. Die kundenseitigen Anforderungen an die Demoanlagen, die in diesem Projekt umgesetzt werden sollten, wurden als Grundlage genutzt, um daraus ein beispielhaftes Lastenheft zu erstellen, an dem sich Anbieter bei der Erstellung von Lastenheften für zukünftige Projekte orientieren können.

Im Projekt sollten ursprünglich drei Demoanlagen gebaut werden, von denen aber letztlich nur das Projekt von Solarlite umgesetzt werden konnte. Seitens Industrial Solar wurde für zwei Kunden, deren Produktionsstandorte als Demonstrationsstandorte für Modulus vorgesehen waren, jeweils eine Vorplanung durchgeführt. Allerdings konnte keine Vertragsunterschrift für eine Projektumsetzung abgeschlossen werden, um die Projekte im Zeitrahmen des Modulus Projektes zu realisieren.

Für einen dritten Standort konnte auf Basis der Vorplanung ein Vertrag für die schlüsselfertige Realisierung der Anlage geschlossen werden und auch die, für das Modulus-Konsortium erforderlichen, vertraglichen Vereinbarungen wurden geschlossen.

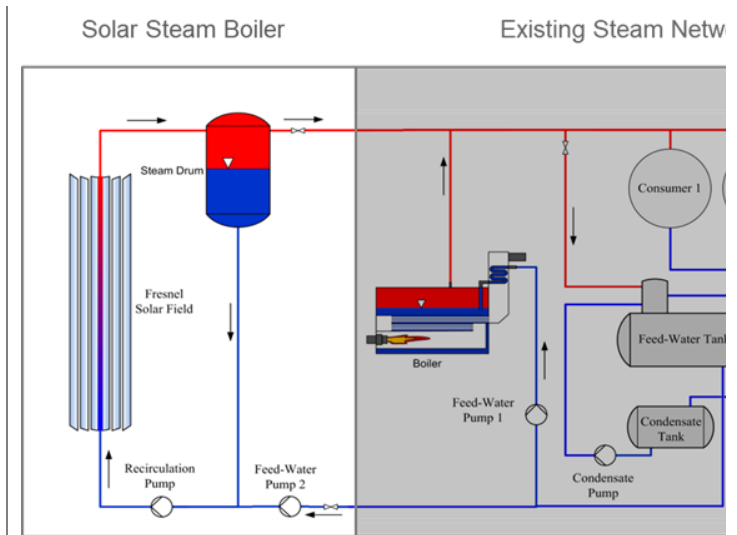
Das Projekt konnte aufgrund der Unternehmensinsolvenz von Industrial Solar vor Beginn der Installation nicht realisiert werden. Dennoch konnten die Ergebnisse der Vorplanung und der gemeinsam mit AURA umgesetzten Detailplanung zu den Modulus-Projektzielen beitragen und sind auch in das beispielhafte Lastenheft eingeflossen. Auf Basis dieser und der Solarlite-Anlage wurden im weiteren Verlauf auch die notwendigen Komponenten für die BoP definiert.

Für die BoP einer thermischen Solaranlage wurden im Folgenden die zentralen Punkte eines Lastenhefts zusammengefasst und erläutert. Es handelt sich dabei um die wesentlichen Anforderungen und Spezifikationen, die für die Planung mindestens erforderlich sind und deshalb in einem Lastenheft enthalten sein sollten. Zusätzliche projektspezifische Anforderungen müssen individuell ergänzt werden.

Tabelle 2: Zusammenfassung zentraler Punkte eines Lastenhefts

ANFORDERUNGSPUNKT	BESCHREIBUNG
SPEZIFIKATIONEN SOLARFELD	Standort:
	Thermische Peak-Leistung: kWth
	Wärmeträger Primärkreis: Wasser / Dampf / Typ Thermoöl
	Ggf. Dampfqualität:
	Solarfeld-Eintritt: °C
	Solarfeld-Austritt: °C
	Massenstrom: kg/s
	Solarfeldvolumen: m ³
	Max. / Min. Druck: bar
	Rohrleitungsdurchmesser / Material: DN
SPEZIFIKATIONEN PROZESS-SEITE	Wärmeträger Sekundärkreis: Wasser / Dampf / Typ Thermoöl
	Ggf. Dampfqualität:
	Abnahmeleistung: kWth
	Prozesstemperatur: °C
	Zul. Schwankung Prozesstemperatur: K

	Zul. Schwankung Einspeisetemperatur: K
	Min. / Max. Einspeisetemperatur: °C
	Rücklaufemperatur: °C
	Max. / Min. Druck: bar
	Rohrleitungsdurchmesser / Material: DN
ERFORDERLICHE FUNKTIONEN	Druckluftsystem
	Befüll-/Entleersystem
	Stickstoffüberlagerung
	Speicheranschluss
ANFORDERUNGEN AN MONTAGE / EINHAUSUNG / TRANSPORT	Belüftung, Klimatisierung, Brandschutzeinrichtungen
	Innenaufstellung mit Rackmontage / Eigene Einhausung
	Montage in Standardseecontainer, Einbauten vor Ort (Türen, Lüftung, Kabel-/Rohrdurchführungen): Einfacherer, schnellerer und günstigerer Schiffstransport, geringeres Transportrisiko
	Individuelle Montageart + Einhausung, Lieferung im open-top oder flat-rack Container: Größere Flexibilität, Fertigstellung beim Hersteller
	Verfügbare Standfläche
	Anforderungen an Zugänge, Raum für Wartungsarbeiten etc.
TECHNISCHE RICHTLINIEN	Normen für Rohrleitungen, Druckbehälter und Dampferzeuger
	Elektrische Normen
	Umweltschutzrichtlinien
	Sonstiges, regionale Vorschriften
REGELUNGSTECHNISCHE SCHNITTSTELLE	Zu verarbeitende Signale von Prozessseite + ggf. Speicher
	Digitale oder analoge Signale, mögliche Kommunikationsprotokolle Prozessseite
	Zu verarbeitende Signale von Solarfeld
	Digitale oder analoge Signale, mögliche Kommunikationsprotokolle Solarfeld
INTEGRATIONSPUNKT GROBSHEMA	/ Technische Beschreibung des Integrationspunktes, grobes Schema zur hydraulischen Einbindung. Hier beispielhaft:



In Tabelle 5 ist eine Übersicht zu den im Projekt behandelten Normen unter Zuordnung des Wirtschaftsraums sowie derer Berücksichtigung im Zusammenhang mit der Auslegung und Planung (AP2) bzw. den Prüfungsanforderungen (AP5) gegeben.

Tabelle 5: Liste der vor Auslieferung durchführbaren Prüfungen

Norm / Richtlinie	Wirt- schafts- raum	(AP2)	(AP5)
CE (Richtlinie)		X	X
Pressure Equipment Directive PED 2014/68/EU	EWR	X	X
EN 13480 Rohrleitungen	EWR	X	
Normenreihe EN 13445 Unbefeuerte Druckbehälter	EWR	X	
TRD 611: Technische Regeln für Dampfkessel - Betrieb Speisewasser und Kesselwasser von Dampferzeugern der Gruppe IV	EWR	X	
Maschinenrichtlinie 2006/42/EG	EWR	X	
DIN EN 60204-1 Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen	EWR	X	X
ASME B16.5	USMAC		X
ASME B31.1 Power Piping	USMAC		X
ASME B31.3	USMAC		X
NOM-020-STPS-2011	USMAC		X
NOM-001-SEDE-2012	USMAC		X
AREI-Anforderungen			X

Die allgemeine Beschreibung der relevanten Normen und Richtlinien, ergänzt um Aspekte der standardisierten Auslegung und Planung der BoP (AP2), sind, aufgegliedert nach EWR und USMAC, in den folgenden Abschnitten dargestellt.

3.2.4.1. Erörterung und Festlegung der Normen

3.2.4.1.a. Europäischer Wirtschaftsraum (EWR)

CE-Kennzeichnung

Für die CE-Kennzeichnung gelten die allgemeinen Grundsätze gemäß Artikel 30 der Verordnung (EG) Nr. 765/2008. Sie ist ausschließlich auf Grundlage harmonisierter technischer Spezifikationen möglich. Harmonisierte technische Spezifikationen (hTS) sind Dokumente, die EU-weit einheitliche Anforderungen festlegen. Sie dienen dazu, den freien Warenverkehr innerhalb der Europäischen Union zu gewährleisten und gleichzeitig ein hohes Schutzniveau für Sicherheit, Gesundheit, Umweltschutz und Energieeffizienz zu gewährleisten. Harmonisierte technische Spezifikationen sind im Wesentlichen zwei Dinge, harmonisierte Normen (hEN) und Europäische Technische Bewertungen (ETAs).

Druckgeräte und Baugruppen sollten in der Regel eine CE-Kennzeichnung tragen. Diese bringt die Konformität eines Druckgeräts oder einer Baugruppe zum Ausdruck und ist das sichtbare Ergebnis eines ganzen Prozesses, der die Konformitätsbewertung im weiteren Sinne

umfasst. Die allgemeinen Grundsätze für die CE-Kennzeichnung von Druckgeräten sind in der „Pressure Equipment Directive PED 2014/68/EU“ festgelegt. Die spezifischen Regelungen sind dieser Richtlinie zu entnehmen.

Pressure Equipment Directive PED 2014/68/EU

Die wichtigste und umfassendste Richtlinie im Hinblick auf die Hydraulik einer BoP ist die Pressure Equipment Directive (PED 2014/68/EU), im deutschen „Druckgeräterichtlinie“ genannt. Die Druckgeräterichtlinie legt die Anforderungen für das Inverkehrbringen von Druckgeräten innerhalb der EU fest. Sie gilt für alle in der EU in Verkehr gebrachten Geräte und Baugruppen. Grundsätzlich sind alle Apparate und Baugruppen, die über einem maximal zulässigen Druck von $> 0,5$ bar betrieben werden, als Druckgeräte im Sinne der PED 2014/68/EU zu betrachten, dazu gehören u.A.:

- Behälter
- Rohrleitungen
- Dampfkessel
- Sicherheitsausrüstung
- Druckhaltende Ausrüstungsteile

Eine vollständige Auflistung aller zu prüfenden Anlagen und Druckanlagen ist dem BertSichV Anhang 2 Absatz 7 zu entnehmen.

Die Richtlinie stellt Sicherheitsanforderungen an diese Bauteile, regelt die Konformitätsbewertung und legt die Anforderungen an deren Dokumentation fest. Dazu werden die Geräte nach Risiko in vier Kategorien eingeteilt, für die unterschiedliche Anforderungen an die Konformitätsbewertung gelten. Die Kategorisierung erfolgt auf Grundlage der Parameter:

- Maximaler Druck
- Volumen des Behälters
- Aggregatzustand des Mediums
- Fluidgruppe

Die Evaluation bestehender SHIP-Anlagen (siehe Kapitel 3.2.1.1) hat gezeigt, dass eine Häufung von installierten Anlagen mit den Prozessparametern $T_{\max} = 200^{\circ}\text{C}$, HTF = Wasser festzustellen ist. Für diese Prozessparameter, ergänzt um den maximal zulässigen Anlagendruck von 20 bar_g – um im flüssigen Aggregatzustand zu bleiben – sowie die Rohrnennweite DN125 ist in Abbildung 19 beispielhaft die Kategorisierung eines Ausrüstungsteils mit/ohne Sicherheitsfunktion nach Druckgeräterichtlinie dargestellt.

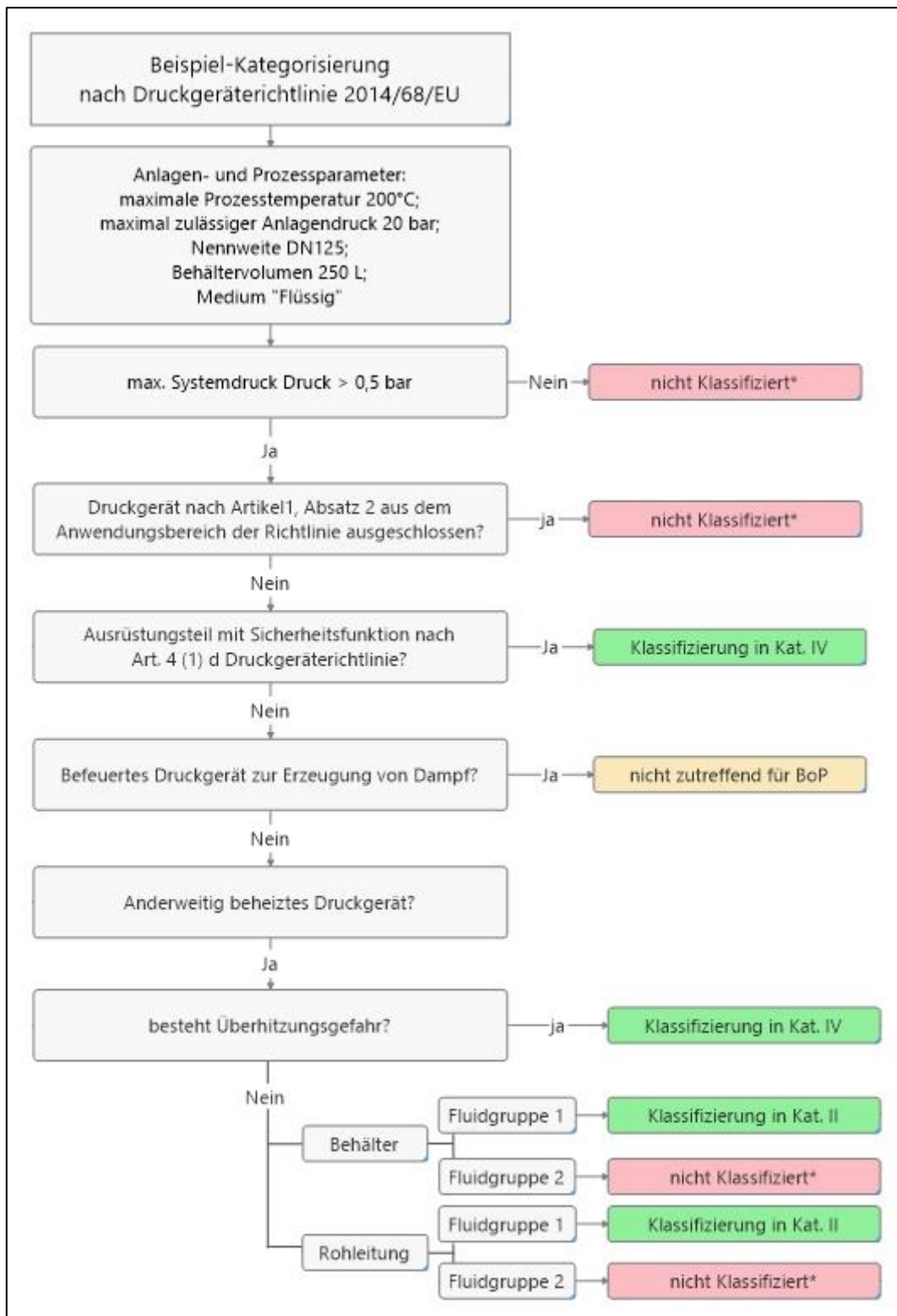


Abbildung 19: Beispielhafte Kategorisierung eines Ausrüstungsteils mit/ohne Sicherheitsfunktion (z.B. Rohrleitung) nach Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU (*Das Druckgerät ist aufgrund der eingegebenen Betriebsbedingungen (Druck, Nennweite) keiner Kategorie zuzuordnen und braucht keinem Konformitätsbewertungsverfahren unterzogen werden. Folglich darf das Druckgerät auch nicht mit einem CE-Kennzeichen versehen sein. Das Druckgerät muss jedoch in Übereinstimmung mit der geltenden Ingenieurpraxis ausgelegt und hergestellt werden.)

Ein Ausrüstungsteil mit Sicherheitsfunktion, z.B. Überdruckventil, fällt demnach in die Kategorie IV. Eines ohne Sicherheitsfunktion, z.B. Rohrleitung, in die Kategorie II, bei Berücksichtigung der Fluidgruppe 1. Dies sind Fluide, welche explosiv, extrem entzündlich, leichtentzündlich, entzündlich, sehr giftig, giftig, und/oder brandfördernd sind. Der Fluidgruppe 2 sind alle ungefährlichen Flüssigkeiten, welche nicht in Fluidgruppe 1 enthalten sind zuzuordnen. Die im Projekt berücksichtigten HTFs (siehe Abschnitt 3.2.4.2) sind der Fluidgruppe 1 zuzuordnen.

Für die aus diesen beispielhaft gewählten Prozessparametern und daraus resultierenden Kategorien ergeben sich die im Folgenden dargestellten Module bzw. Modulkombinationen der Druckgeräte-Richtlinie für die Konformitätsbewertung der Ausrüstungsteile.

Kategorie II

- Modul A2, Interne Fertigungskontrolle mit überwachten Druckgeräteprüfungen in unregelmäßigen Abständen
- Modul D1, Qualitätssicherung bezogen auf den Produktionsprozess
- Modul E1, Qualitätssicherung von Endabnahme und Prüfung der Druckgeräte

Kategorie IV

- Modul B, EU-Baumusterprüfung (Baumuster)
- Modul D, Konformität mit der Bauart auf der Grundlage einer Qualitätssicherung bezogen auf den Produktionsprozess
- Modul F, Konformität mit der Bauart auf der Grundlage einer Prüfung der Druckgeräte
- Modul G, Konformität auf der Grundlage einer Einzelprüfung
- Modul H1, Konformität auf der Grundlage einer umfassenden Qualitätssicherung mit Entwurfsprüfung

Die genauen Anforderungen aus den einzelnen Modulen können der Druckgeräte-Richtlinie 2014/68/EU, Anhang III entnommen werden. Auf eine Wiederholung des Inhalts wird an dieser Stelle verzichtet.

Im Kontext der standardisierten Auslegung und Planung der BoP (AP2) sind insbesondere die Module D, D1 und H1 relevant.

EN 13480 Rohrleitungen

Die EN 13480 definiert Anforderungen an industrielle Rohrleitungen aus metallischen Werkstoffen. Dies umfasst Vorgaben zu Werkstoffen, Konstruktion und Berechnung, Fertigung und Verlegung und auch Prüfung der Rohrleitungen. Sie zählt zu den harmonisierten Normen, die im Zusammenhang mit der PED verwendet werden können. Das heißt, für ein nach EN 13480 gefertigtes Rohrleitungssystem, kann davon ausgegangen werden, dass auch die Anforderungen der PED erfüllt sind. Da Rohrleitungen in BoPs typischerweise in dieser Form gefertigt sind, ist die Einhaltung dieser Norm im Hinblick auf die PED erforderlich.

Normenreihe EN 13445 Unbefeuerte Druckbehälter

Unbefeuerte Druckbehälter sind geschlossene Behälter zur Aufnahme von unter Druck stehenden Flüssigkeiten, die aber nicht über eine direkte Beheizung verfügen. In Bezug auf eine BoP wäre hier als Beispiel etwa das Ausdehnungsgefäß zu nennen. Die Norm EN 13445 legt Anforderungen für Konstruktion, Herstellung und Prüfung von solchen Behältern fest. Sie ist

ebenfalls eine harmonisierte Norm, die eine Erfüllung der Anforderungen aus der PED sicherstellt.

TRD 611: Technische Regeln für Dampfkessel – Betrieb Speisewasser und Kesselwasser von Dampferzeugern der Gruppe IV

Wenn die Solaranlage zur Direktdampferzeugung genutzt werden soll, ist die TRD 611 zu berücksichtigen, die Sicherheitsstandards für die Planung, dem Bau und die Inbetriebnahme sowie den Betrieb und die Wartung von Dampfkesseln beschreibt. Sie definiert, für welche Arten von Dampfkesseln die Regeln gelten, und beinhaltet im Wesentlichen folgende Punkte:

- Anforderungen an Sicherheitseinrichtungen, Druck- und Temperaturüberwachung sowie Notabschaltungen
- Prüfungen und Inspektionen, die während der Herstellung, vor der Inbetriebnahme und im Betrieb durchzuführen sind
- Vorgaben für die Erstellung von Betriebsanweisungen und Schulungen für das Bedienpersonal
- Anforderungen an die technische Dokumentation
- Empfehlungen für regelmäßige Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen

Maschinenrichtlinie 2006/42/EG

Die europäische Maschinenrichtlinie gilt für Maschinen und maschinenähnliche Produkte sowie unvollständige Maschinen, die zum Einbau in eine Maschine bestimmt sind. Ihr Ziel ist die Gewährleistung von Sicherheit und Gesundheitsschutz von Personen bei der Verwendung von Maschinen sowie die Sicherstellung des freien Warenverkehrs in der EU, dafür werden grundlegende Sicherheits- und Gesundheitsschutzanforderungen festgelegt. Ihr zufolge müssen Maschinen so konstruiert und gebaut sein, dass sie bei bestimmungsgemäßem Gebrauch keine Gefährdungen für Personen darstellen. Hersteller von Maschinen müssen nachweisen, dass ihre Maschinen den Anforderungen der Richtlinie entsprechen. Es ist im Einzelfall zu prüfen, welche der harmonisierten Normen für eine Maschine relevant sind. Im Zusammenhang mit der Herstellung von BoP ist die DIN EN 60204-1 zur elektrischen Ausrüstung die wohl wichtigste Norm.

DIN EN 60204-1 Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen

Die DIN EN 60204-1 ist eine europäische harmonisierte Norm, die sich mit der elektrischen Ausrüstung von Maschinen befasst. Sie legt grundlegende Sicherheitsanforderungen fest, um die Sicherheit von Personen und Maschinen zu gewährleisten. Sie ist nicht unmittelbar gesetzlich verpflichtend, aber wird in der Maschinenrichtlinie (2006/42/EG) referenziert und ist damit in der Praxis faktisch verpflichtend, weil sie als „anerkannte Regel der Technik“ gilt. Sie ist immer dann anzuwenden, wenn elektrische, elektronische oder programmierbare elektronische Ausrüstungen und Systeme für ortsfeste Maschinen installiert, betrieben, geändert oder geprüft werden.

- Behandelt Sicherheitsanforderungen, um elektrische Gefahren zu minimieren
- Legt Anforderungen an elektrische Komponenten wie Schalter, Leitungen und Schutzmaßnahmen fest
- Gibt Hinweise zur Prüfung und Wartung von elektrischen Ausrüstungen
Anforderungen an die technische Dokumentation der elektrischen Ausrüstung

3.2.4.1.b. Nordamerikanischer und mexikanischer Wirtschaftsraum (USMAC)

Die folgende Aufstellung von Normen und Richtlinien für den USMA erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Sie deckt lediglich die an den Installationsorten der Betriebsumgebungen 1 und 3 geforderten Bedingungen ab.

ASME B31.1 Power Piping

Der Standard ASME B31.1 legt Anforderungen für die Konstruktion, Montage, Prüfung und den Betrieb von Rohrleitungen in Kraftwerken, Industrieanlagen und großen Zentralheizungs- oder Fernwärmenetzen fest. Er enthält Vorgaben zu:

- Materialien und ihren Eigenschaften
- Richtlinien für Design, Konstruktion und Auslegung von Rohrleitungen
- Anforderungen an Prüfungen während der Herstellung und der Inbetriebnahme
- Betriebsbedingungen, insbesondere Druck- und Temperaturgrenzen
- Anforderungen an die Dokumentation, Wartung und Prüfung

ASME B31.3

Der Standard ASME B31.3 hat sehr vergleichbare Inhalte wie B31.1 und verfügt hauptsächlich über einen anderen Anwendungsbereich. Er wird im Wesentlichen für die Auslegung von Rohrleitungen in der chemischen und petrochemischen Industrie angewendet und enthält deshalb Auslegungskriterien für eine weite Palette an Flüssigkeiten, Dämpfen und Gasen, insbesondere auch gefährlicher und korrosiver Medien. Nach dem Verständnis des Projektkonsortiums ist er für die Auslegung von BoP nur anzuwenden, wenn dies vom Auftraggeber ausdrücklich gefordert ist.

3.2.4.2. Erstellung von BoP-Schemata

Wie in den Kapiteln 3.2.1.2 und 3.2.1.1. erläutert, konnten keine technische Grundlage gefunden werden, um BoPs so zu kategorisieren, dass eine Standardauslegung aller wichtigen Komponenten auf dieser Basis möglich wäre. Es wurden stattdessen verschiedene Funktionsmodule definiert, vgl. Kapitel 3.2.1.4. Aus den kundenseitigen Anforderungen an die Anlage, kann abgeleitet werden, welche Funktionsmodule erforderlich sind.

Es gibt eine Vielzahl an Variablen, die Einfluss auf die Kosten und Funktionalität der Anlagentechnik haben und damit auch auf die Auswahl der Komponenten. Die wichtigsten Auslegungskenngrößen sind Druckstufe, maximale Betriebstemperatur und Typ des Wärmeträgerfluids. Teilweise beeinflussen sich die einzelnen Entscheidungen gegenseitig, sodass die Auswahl der Komponenten einen iterativen Prozess durchläuft.

Im Folgenden wird für die einzelnen Funktionsmodule beschrieben, welche wesentlichen Komponenten sie umfassen, wie die Auslegung erfolgt und wie die Komponentenauswahl eingegrenzt werden kann.

Funktionsmodul 1: Hauptfluidleitung

Die Hauptfluidleitung ist das Funktionsmodul der BoP, dessen Gestaltung und Auslegung sowohl für die Kosten aber auch für die Funktion der BoP von zentraler Bedeutung sind. Hier werde die grundlegendsten Entscheidungen wie z.B. die Auswahl des Wärmeträgers sowie der zu verwendenden Druckstufe getroffen.

Druckstufe

Für solarthermische Anlagen kommen in aller Regel die Druckstufen PN16 und PN40 in Frage. Die Druckstufe PN25 existiert zwar in der Theorie, in der Praxis wird sie aber nicht eingesetzt,

da sie nur marginale Kostenvorteile gegenüber PN40 mit sich bringt. Die Druckstufe PN63 führt bereits zu so hohen Kosten bei geringer Verfügbarkeit von Pumpen, dass sie nicht in Erwägung gezogen werden sollte.

Die Druckstufe ist dabei abhängig von dem Drucklevel auf der Saugseite der Pumpe (= niedrigster Druck im Kreislauf oder auch Vordruck). Dieser hängt entscheidend vom Fluid (Dampfdruck) und der Betriebstemperatur des Fluids an dieser Stelle ab. Zu diesem Vordruck müssen die Druckverluste im Kreislauf (gesamte Strecke zwischen Druck- und Saugseite der Pumpe) addiert werden.

Die Viskosität des Fluids ist dafür ein wichtiger Parameter, in der Regel wird allerdings die Wahl des Fluids weniger von diesem Aspekt abhängig gemacht als vielmehr von den geforderten Betriebstemperaturen.

Die Druckverluste im Kreislauf können vielmehr beeinflusst werden durch die Wahl des Rohrdurchmessers und damit der Strömungsgeschwindigkeit in den Rohren.

Die Länge des Kollektorloop und damit die erforderliche Strömungsgeschwindigkeit in den Receivern, deren Durchmesser nicht variabel, sondern von der Kollektorgeometrie vorgegeben ist, hat einen signifikanten Einfluss auf den Druckverlust innerhalb der Loop (bei vorgegebener Temperaturdifferenz).

Ein optimiertes Solarfeld Layout (Länge und Anzahl der Loops, ggf. Anordnung der Loops in Subfields, welche von einer Rohrleitung versorgt werden) kann bei größeren Anlagen den Druckverlust in den Header-Leitungen entscheidend beeinflussen. Hier ist eine Zusammenarbeit zwischen BoP-Hersteller und Solarfeld-Ingenieur erforderlich.

Gerade, wenn man sich im Auslegungsprozess im Grenzbereich zwischen PN16 und PN40 bewegt, werden die Wahl der Komponenten und die damit verbundenen Kosten mehrfach hinterfragt und angepasst.

Wahl des Wärmeträgerfluids

Für Prozesstemperaturen unter 250 °C sollte prinzipiell die Verwendung von Druckwasser geprüft werden. Die Vorteile von Wasser liegen auf der Hand. Es ist auch als VE-Wasser frei verfügbar und kostengünstig, hat eine hohe spezifische Wärmekapazität und Dichte im Vergleich zu den Thermoölen bei niedriger Viskosität. Außerdem ist es chemisch stabil und im Falle von Leckagen vollkommen unproblematisch. Entscheidender Nachteil ist der relativ hohe Dampfdruck von Wasser und damit das Erfordernis dickwandiger Rohrleitungen bzw. Behälter. Beschränkt man sich – wie oben ausgeführt – auf Anlagen der maximalen Druckstufe PN40, so kommt theoretisch der Einsatz von Druckwasser bis maximal 250 °C in Frage (Dampfdruck 39.8 bar). In der Praxis wird man unter Berücksichtigung des Pumpenvordrucks und der Druckverluste im Kreislauf sowie von Sicherheitsfaktoren eher bei 220 – 230°C (Dampfdruck: 23.2 bis 28 bar) als oberer Prozesstemperatur im Solarfeld/in der BoP bleiben.

Ein weiterer Nachteil von Wasser ist die – verglichen mit den Silikonölen - hohe Erstarrungstemperatur bei 0°C, sodass im Winter ggf. Wärme zugeführt werden muss, um ein Einfrieren der Anlage zu verhindern. Alternativ kann die Anlage bei Frostgefahr entleert werden, was aber zusätzlichen Aufwand bedeutet.

Auch der Dampfdruck von Thermoölen ist unterschiedlich und variiert mit der Betriebstemperatur. Er muss zum Pumpendruck addiert werden, um den Gesamtdruck der Anlage zu berechnen. Bei der Auswahl werden weitere Kriterien, wie Umweltverträglichkeit und Genehmigungsfähigkeit hinzugezogen, um weitere Hindernisse bei der Implementierung zu vermeiden. Zudem spielen die Kosten und die Degradation des Öls eine große Rolle bei der Entscheidung. In einem Fall stehen die niedrigeren Investitionskosten im Vordergrund, im anderen ist wichtiger, dass das Öl während der Betriebszeit der Anlage nicht ausgetauscht werden muss.

Die Wahl des Thermalöls beeinflusst die Wahl der weiteren BoP-Komponenten und auch die Wahl der Druckstufe maßgeblich. Dieser Abschnitt behandelt die dafür erforderlichen Überlegungen und liefert Planungshilfen für den Entscheidungsprozess. Es wurden drei Thermalöle definiert, die für die allermeisten solarthermischen Anlagen passend sein sollten. Alle haben

ihr Vor- und Nachteile, die im Folgenden erörtert werden. Einen ersten Überblick liefert der Entscheidungsbaum in Abbildung 20.

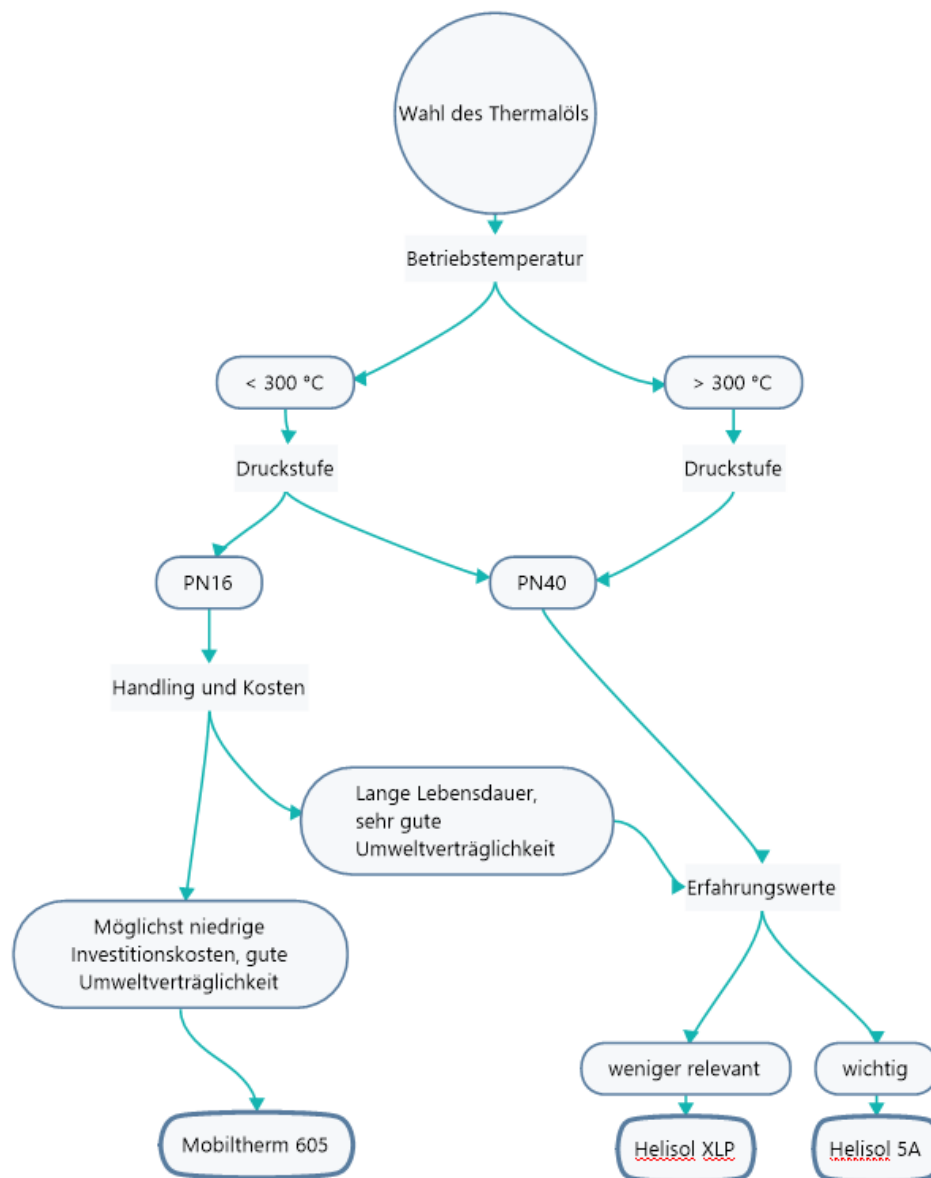


Abbildung 20: Entscheidungsprozess zur Auswahl des Thermalöls bei einer solarthermischen Anlage mit konzentrierenden Kollektoren

Verrohrung

Da die Sammel- und Verbindungsrohre in den Leistungsumfang der Kollektorhersteller fallen, sind die Verrohrung für die BoP unabhängig der Solarfeldgröße meist von gleicher Länge. Somit ist lediglich der Rohrdurchmesser und der vorherrschende Druck (zur Bestimmung der Wandstärke) für die Auslegung relevant. Der Durchmesser der Rohre wird dabei so gewählt, dass einerseits die Druckverluste nicht zu hoch werden, andererseits der Materialeinsatz (Rohrwand, Isolation, HTF-Volumen) geringgehalten wird. Die Druckverluste steigen mit der Fließgeschwindigkeit quadratisch an, und damit die Kosten für den Betrieb der Pumpe. Eine wirtschaftlich optimierte Strömungsgeschwindigkeit liegt typischerweise bei 3 (+/-1) m/s. Der Volumenstrom ist durch den Auslegungspunkt des Solarfelds bestimmt. Der nominale Rohrdurchmesser lässt sich damit über folgende Formel bestimmen:

$$d_{pipe,BoP} = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{V}_{design}}{\pi \cdot c}}$$

Formel 1: der nominale Rohrdurchmesser

Mit:

$d_{pipe,BoP}$ – Rohrdurchmesser der BoP (auf- oder abgerundet, um zu einem Normdurchmesser zu kommen)

\dot{V}_{design} - Volumenstrom des gesamten Solarfeldes im Auslegungspunkt

c – Strömungsgeschwindigkeit, in der Regel 3 +/-1 m/s

Für die Anwendung in BoPs solarthermischer Anlagen werden Rohrnennweiten von 50 bis 125mm erforderlich sein. Die relevanten Abstufungen sind wie folgt:

- DN50
- DN65
- DN80
- DN100
- DN125

Dämmung

Die Stärke der erforderlichen Dämmung ist nicht durch eine europäische Norm, sondern meist durch nationale Richtlinien geregelt, eine Standardisierung ist deshalb schwierig. Europäischen Normen wie die EN 14303 (für Mineralwolleprodukte), EN 14313 (für flexible elastomere Dämmstoffe) oder EN 14307 (für Schaumglasprodukte) beschreiben die Produkthanforderungen, Klassifizierungen und Prüfverfahren für Dämmstoffe, jedoch nicht die Auslegung der Dämmstärke für spezifische Anwendungen wie Rohrleitungen in der Industrie.

Als Isolationsmaterial wird wegen der hohen Temperaturbeständigkeit und der Feuerfestigkeit oft Mineralwolle mit einer Blechkaschierung verwendet. Die Stärke der Isolierung der Rohre wird in Abhängigkeit der Betriebstemperatur gewählt. Die Stärke der Isolierung an den Teilen der BoP, die höhere oder niedrigere Temperaturen aufweisen, variiert meist nicht, eine durchgehende Stärke wird für die gesamte BoP gewählt.

Ventile

In der Hauptfluidleitung werden zwei Durchgangsventile und ein Drei-Wege Ventil benötigt. Diese können zusammen als ein Funktionsmodul ausgelegt werden. Der Normdruck (PN16 oder PN40, s.o.) und der Rohrdurchmesser (5 Stufen zwischen DN50 – DN125) sind hier wichtig für die Auslegung.

Somit ergeben sich 10 Standardisierungsklassen (5 Normdurchmesser bei 2 möglichen Druckstufen), welche alle üblichen Anwendungsfälle für solarthermische Prozesswärmeanlagen abbilden.

Ob pneumatische oder elektrische Ventile eingesetzt werden, hängt davon ab, welche Anforderungen auf der Prozessseite gegeben sind. Dies wird im Abschnitt „Druckluft“ weiter unten genauer erläutert.

Pumpe und Motor

In solarthermischen Systemen kommen meist Kreiselpumpen zum Einsatz. Die Auslegung erfolgt anhand von Leistungsdaten, wie Massen- bzw. Volumenstrom und Druck. Da die Auslegung sehr individuell ist, empfiehlt es sich nicht, abgegrenzte Standardisierungsklassen zu definieren.

Beispielsweise hat die Dichtung der Pumpe einen signifikanten Einfluss auf die Kosten. Für Systeme mit Betriebstemperaturen um die 400°C werden in jedem Fall Pumpen hermetisch dicht umgesetzt, was zu höheren Kosten führt. Bis 300°C sind in der Regel günstigere Gleitringdichtungen ausreichend. Bei Temperaturen zwischen 300°C und 400°C ist das Wärmeträgerfluid entscheidend. Mit Mineralölen können Gleitringdichtungen bis zu höheren Temperaturen genutzt werden, während mit Helisol schon bei niedrigeren Temperaturen eine hermetische Dichtung bedarf.

Filter

Für die Auslegung des Filters sind der Normdruck (PN16 oder PN40) und der Rohrdurchmesser (5 Stufen zwischen DN50 – DN125) relevant.

Somit ergeben sich 10 Standardisierungsklassen, welche alle Anwendungsfälle für solarthermische Anlagen abbilden.

Sicherheitsventil Hauptleitung

Für die Auslegung des Sicherheitsventils ist die Druckstufe, die Designtemperatur, die Ausdehnungseigenschaften des verwendeten Fluids sowie die Anlagenleistung (bzw. das HTF-Volumen) relevant. Eine individuelle Auslegung ist notwendig.

Ausdehnungsgefäß

Das Volumen des Ausdehnungsgefäßes ist vom Medium, der maximalen Betriebstemperatur, dem Druck und der gesamten Anlagenleistung abhängig, da alle Größen die benötigte Fluidmenge und deren Ausdehnung definieren. Das Ausdehnungsgefäß bedarf einer individuellen Auslegung.

Zur Grobauslegung wird das Volumen des kompletten HTF-Kreislaufs berechnet, inklusive der durchströmten Apparate. Dieses Nettovolumen entspricht der mindestens benötigten HTF-Menge, welche in der Praxis um eine Reserve von 20-30% erhöht wird. Errechnet man dann die Volumenzunahme des Mediums, wenn es von Umgebungs- auf maximale Betriebstemperatur erhitzt wird, so erhält man das minimal benötigte Ausdehnungsvolumen.

Druckbegrenzungsventil Ausdehnungsgefäß

Das Druckbegrenzungsventil verhindert, dass Thermalöl im Gefahrenfall vom Expansionsgefäß zurück ins System fließt. Es wird anhand der Druckstufe ausgewählt

Für die Druckstufen PN16 und PN40, sowie eine Anlagenleistung bis 1.2 MW, bis 2.4 MW und bis 6 MW konnten sechs verschiedene Druckbegrenzungsventile für solarthermische Anlagen, welche die Kriterien erfüllten, gefunden werden.

Temperatursensoren

PT100 Sensoren sind für die Anwendung am geeignetsten, typischerweise werden sie mit eingeschweißten Tauchhülsen eingebracht. Sie werden anhand des zu messenden Temperaturbereichs ausgewählt. Im Kontext der Regelung und Steuerung der Anlage bestehen keine gehobenen Ansprüche an die Sensorgenauigkeit, hier sind die Ausführung in 2- oder 3-Leiter-Technik i.d.R. ausreichend. Wenn eine höhere Messgenauigkeit zur energetischen Bilanzierung angestrebt wird, sollten 4-Leiter-Sensoren verwendet werden.

Durchflussmesser

Eine Standardisierung der Durchflusssensoren ist nicht möglich, sie müssen stets individuell auf Basis von Durchflussmenge bzw. -geschwindigkeit, Prozesstemperatur und Druckstufe ausgewählt werden. Wie bei der Temperaturmessung, ist auch hier zum Zwecke der Anlagensteuerung keine besonders hohe Messgenauigkeit erforderlich, typischerweise werden kostengünstige Blendenmessgeräte auf Basis des Druckverlustes eingesetzt.

Druckmessgeräte

Die beiden notwendigen Druckmessgeräten vor und nach der Pumpe im System können identisch ausgelegt werden. Sie werden anhand des zu messenden Druckbereichs ausgewählt. Für solarthermische Systeme wird, wie oben beschrieben, typischerweise zwischen den Druckstufen PN 16 und PN40 gewählt, es ergeben sich also hier 2 Standardisierungsklassen:

- Anlagen mit einem Maximaldruck < 16 bar
- Anlagen mit einem Maximaldruck < 40 bar

Wärmeübertrager

Für den Wärmeübertrager und die Prozessseite ist die Standardisierung besonders schwierig, da hier in den meisten Fällen individuelle Kundenwünsche berücksichtigt werden müssen und eine große Anzahl an Möglichkeiten bedacht werden muss. Die Auslegung des Wärmeübertragers ist von vielen Randbedingungen abhängig (Temperatur, Druck, Prozessseite, Wärmeträgerfluid). Da die Auslegung sehr individuell ist, empfiehlt es sich nicht abgegrenzte Standardisierungsklassen zu definieren. Hier muss eine individuelle Planung erfolgen.

Funktionsmodul 2: Druckluftsystem

Automatische Ventile können mit Druckluft oder Strom bewegt werden, wobei Druckluftventile geringere Kosten aufweisen und sehr schnell schließen und öffnen können. Damit lohnt sich ab einer gewissen Stückzahl, abhängig auch von der Ventilgröße, der zusätzlich dafür notwendige Aufbau einer Druckluftstation.

Falls diverse Ventile über Druckluft angesteuert werden sollen, können immer dieselben Komponenten dafür eingesetzt werden. Selbst der Kompressor wird bei einer Anwendung für solarthermische Prozesswärmeanlagen in aller Regel die gleiche Leistung aufweisen, da für die begrenzte Auswahl an Ventilen dieselbe Kompressorgröße ausreicht. Deshalb werden für das Funktionsmodul Druckluft keine untergeordneten Standardisierungsklassen benötigt.

In welchen Fällen eine Druckluftleitung nötig wird, entscheidet sich über die Anzahl der Ventile. In dampferzeugenden Systemen (Thermalöl im Solarkreis mit Dampferzeuger) werden meist pneumatische Ventile eingesetzt, da speziell die Blow-Down-Ventile in der Dampftrommel schnell reagieren müssen und diese Geschwindigkeit für einen reibungslosen Betrieb notwendig ist. In diesem Fall empfiehlt es sich, auch BoP-seitig pneumatische Ventile einzusetzen, da der Kompressor dafür ausreicht.

Wenn es sich um Systeme handelt, in der das prozesseitige Arbeitsfluid Thermalöl oder Luft ist, sind elektrische Ventile meist günstiger und praktikabler. Außerdem ist die Umsetzung einfacher, da der Kompressor einen relativ großen Platzbedarf hat.

Die Komponenten für ein solches Druckluftsystem sind:

- Filterdruckminderer
- Ventil
- Kompressor

Funktionsmodul 3: Stickstoffüberlagerung

Eine Stickstoffüberlagerung ist für Expansionsgefäße in solarthermischen Systemen immer empfohlen, da sie entweder auf Grund des Dampfdrucks des Wärmeträgermediums benötigt wird oder zumindest dessen Schutz dient, da durch den Stickstoff der Luftkontakt vermieden wird und somit kein Wasser absorbiert werden kann.

Die Komponenten für das Stickstoffsystem können immer auf die gleiche Weise ausgelegt werden, da der Aufbau nicht vom Design und Aufbau der solarthermischen Anlage abhängt. Deshalb werden für das Funktionsmodul „Stickstoffüberlagerung“ keine untergeordneten Standardisierungsklassen benötigt.

Die Komponenten für ein System zur Stickstoffüberlagerung sind:

- Stickstofftank
- Durchgangsventil
- Filterdruckminderer
- Schmutzfänger
- Max. & Min. Druck Alarm
- Druckanzeiger
- Absperrventil
- Überdruckventil

Funktionsmodul 4: Überlaufsystem

Überlauf tank

Ein Überlauf tank wird nach DIN 4745 ab einer Größe von 1 m³ gefordert und oft aber auch bei kleineren Anlagen schon eingesetzt. Insofern ist der Überlauf tank für alle solarthermischen Anlagen einzuplanen.

Der Überlauf tank sollte groß genug sein, um die Menge an Thermalöl aufzufangen, die im größten abtrennbaren Teil des Systems enthalten ist. In solarthermischen Systemen ist dieser Teil in aller Regel ein Kollektorloop des Solarfeldes. Auch die Expansion des verwendeten Thermalöls ist hier relevant. Das Volumen ist in aller Regel mit dem des Ausdehnungsgefäßes identisch.

Sicherheitsventil Überlauf tank

Für die Auslegung des Sicherheitsventils ist die Druckstufe, das Medium sowie die Anlagenleistung (bzw. die Fluidmenge) relevant, da die Expansion des Mediums entscheidend ist. Eine individuelle Auslegung ist notwendig.

Funktionsmodul 5: Befüll- und Entleerungssystem

Das Befüll- und Entleerungssystem besteht im Wesentlichen aus Rohrleitungen, Ventile und einer Pumpe. Für all diese Komponenten können die gleichen Auslegungskriterien und Standardisierungsklassen verwendet werden, wie für das Funktionsmodul 1 (Hauptfluidleitung).

Funktionsmodul 6: Prozessseite

Das Funktionsmodul 6 ist die Schnittstelle zu dem von der Solaranlage unterstützen Prozess. Es beinhaltet den Wärmeübertrager, der wie im Unterpunkt Hauptfluidleitung erläutert, stets individuell auszulegen ist und nicht standardisiert werden kann. Die weiteren notwendigen

Komponenten in der prozesseitigen Anbindung des Wärmeübertrages sind ebenfalls vollständig von den individuellen Voraussetzungen am Integrationspunkt abhängig und können nicht standardisiert werden. All dies gilt umso mehr für Anlagen, bei denen auf der Prozessseite ein anderes Medium als Thermalöl (z.B. Luft oder Wasser) eingesetzt wird.

Zusammenspiel der Speicherkapazität und Wahl der Betriebstemperatur auf das BoP-Design

Die maximale Temperatur entsteht am Austritt des letzten Kollektors einer jeden Loop im Solarfeld und hängt von der gewünschten Prozesstemperatur plus Spreizung in den Wärmetauschern ab. Eine hohe Temperaturdifferenz erlaubt lange Loops und damit eine geringere Zahl an parallel geschalteten Loops (bei gleicher Kollektorfläche). Da für jeden Loop (geregelt) Ventile und andere Einrichtungen notwendig sind, kann durch eine Verringerung der Loopanzahl – dafür längerer Loops – eine erhebliche Kosteneinsparung erzielt werden. Dieser Effekt steigt mit der Designtemperatur und Druckstufe. Eine Temperatur am Kollektorausritt über die vom Nutzer benötigte Temperatur hinaus erlaubt einen Spielraum zur Regelung: Bei Wolken durchzug liegt die Austrittstemperatur nicht sofort unter der Zieltemperatur für den Verbraucher, der Puffer durch Übertemperatur kann zunächst aufgebraucht werden.

Ein Speicher ist ein weiterer Grund, die Betriebstemperatur ggf. weiter zu erhöhen, denn je höher die Betriebstemperatur ist, desto höher ist die Speicherkapazität bei gleichem Volumen. Die Speicherkapazität $Q_{sto,cap}$ für ein bestimmtes Volumen V_{sto} variiert mit der Temperaturdifferenz der solaren Anlage.

$$Q_{sto,cap} = V_{sto} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{upper} - T_{lower})$$

Formel 2: Speicherkapazität für ein bestimmtes Volumen

Mit:

$Q_{sto,cap}$ – Speicherkapazität des Speichers

V_{sto} – Volumen des Speichertanks

ρ – Mittlere Dichte des Wärmeträgerfluids

c_p – Mittlere Wärmekapazität des Wärmeträgerfluids

T_{upper} – Obere Speichertemperatur (Betriebstemperatur des Solarfeldes)

T_{lower} – Untere Speichertemperatur (mindestens so hoch wie Vorlauftemperatur des Prozesses)

Allerdings steigen mit der Temperatur auch die Wärmeverluste im Kollektor. Hier muss bei höherer Betriebstemperatur ggf. eine höhere Druckstufe gewählt werden, was die Kosten maßgeblich in die Höhe treibt.

$$T_{process} \ll T_{operation} < T_{max}$$

$T_{process}$ – Erforderliche Temperatur im Prozess

$T_{operation}$ – Betriebstemperatur der solarthermischen Anlage

T_{max} – Die maximal zulässige Temperatur der gewählten Druckstufe (PN 16 oder PN40)

Die daraus resultierenden erhöhten Kosten durch die höheren Druckstufe müssen auch beim Design der BoP berücksichtigt werden und üben zusätzlich einen Einfluss auf das Volumen des Ausgleichstanks aus. Die Kostenoptimierung des Solarfeldes und der BoP sind daher eng miteinander verknüpft.

Definition von Schnittstellen

Neben der Standardisierung der hydraulischen Komponenten, wurde als weiterer Schwerpunkt für die Standardisierung die Definition von Kommunikationsschnittstellen und Datenaustausch zwischen BoP, Steuerung des Kollektorfeldes und ggf. der Prozessseite identifiziert.

Das Standardisierungskonzept sieht zwei getrennte Schaltschränke im BoP-Container vor, von denen je einer vom EPC und einer vom BoP-Lieferanten bereitgestellt wird (siehe Abbildung 21). Das führt zu einer klar definierten Schnittstelle zwischen den Prozesssteuerungs- und Sicherheitssignalen der beiden Hersteller.

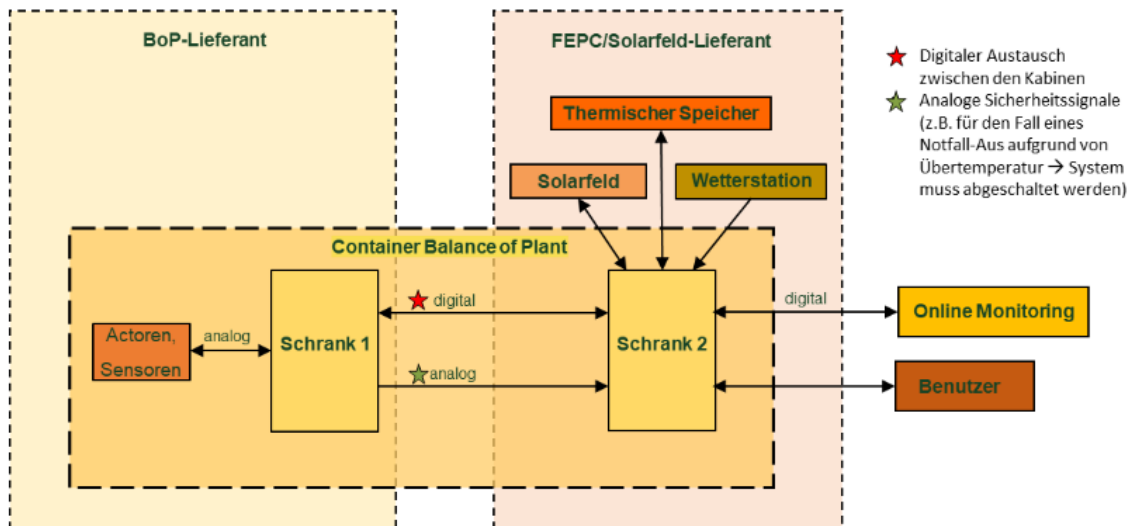


Abbildung 21: Schnittstellenschema der BoP- / Solaranlagensteuerung

Neben der Steuerung des Solarfeldes, der Meteostation und, wenn vorhanden, des Wärmespeichers, ist der EPC auch für die Fernüberwachung des Prozesswärmesystems zuständig. Aktoren und Sensoren von Schrank 2 tauschen dabei analoge Signale mit Schrank 1 aus. Der digitale Austausch zwischen Schaltschrank 1 und 2 beinhaltet die Übertragung von Aktor- und Sensordaten aus Schaltschrank 1 zu 2 und von Steuersignalen aus Schaltschrank 2 zu 1. Da digitale Schaltsignale störanfälliger sind, sorgen analoge Signale von Schaltschrank 1 nach 2 dafür, dass sicherheitsrelevante Signale von Schaltschrank 1 zu 2 weitergeleitet werden, wie es in den Sicherheitsvorschriften vorhergesehen ist. Damit ist sichergestellt, dass bei einer Störung im Betrieb, wie beispielsweise beim Überschreiten einer Maximaltemperatur oder Unterschreiten eines Mindestförderstroms, die Anlage defokussiert und die Pumpe abgeschaltet wird. Ebenfalls muss der Kunde die Möglichkeit besitzen, die Wärmeversorgung (z.B. für Wartungsarbeiten) abzuschalten. Daher muss sichergestellt werden, dass der EPC, der gegenüber dem Kunden verantwortlich ist, Zugang zu den Pumpen, Ventilen und Temperaturreglern hat. Folglich wird die Steuerung des gesamten Systems vom EPC übernommen und im Schaltschrank 2 organisiert.

Details zum Schnittstellenkonzept können dem Bericht zu AP3 Detailplanung entnommen werden.

3.2.4.3. Standardisiertes, skalierbares RI-Schema

Im Rahmen des AP3 Detailplanung wurden RI-Schemata für die Solarlite-Anlage in Turnhout sowie für die geplante Anlage von Industrial Solar erarbeitet. Ursprünglich war im Projekt vorgesehen, dass alle drei Demo-Anlagen primärseitig mit einem Thermoöl-Kreislauf arbeiten. Aus den drei detaillierten RI-Schemata sollte dann eine standardisierte Version abgeleitet

werden. Weil letztlich nur ein detailliertes RI für die Solarlite-Anlage mit Thermoöl-Kreislauf geplant wurde, wurde auf dieser Basis ein reduziertes RI-Schema als Standardisierungsgrundlage erstellt. Es beinhaltet nur die notwendigsten Funktionen und Instrumente, die zum Betrieb einer Anlage notwendig sind. Das in Abbildung 22 dargestellte Schema kann skaliert werden und bei zusätzlichen Anforderungen um die entsprechenden Komponenten oder Funktionsmodule ergänzt werden.

In Tabelle 6 werden die enthaltenen Komponenten aufgelistet.

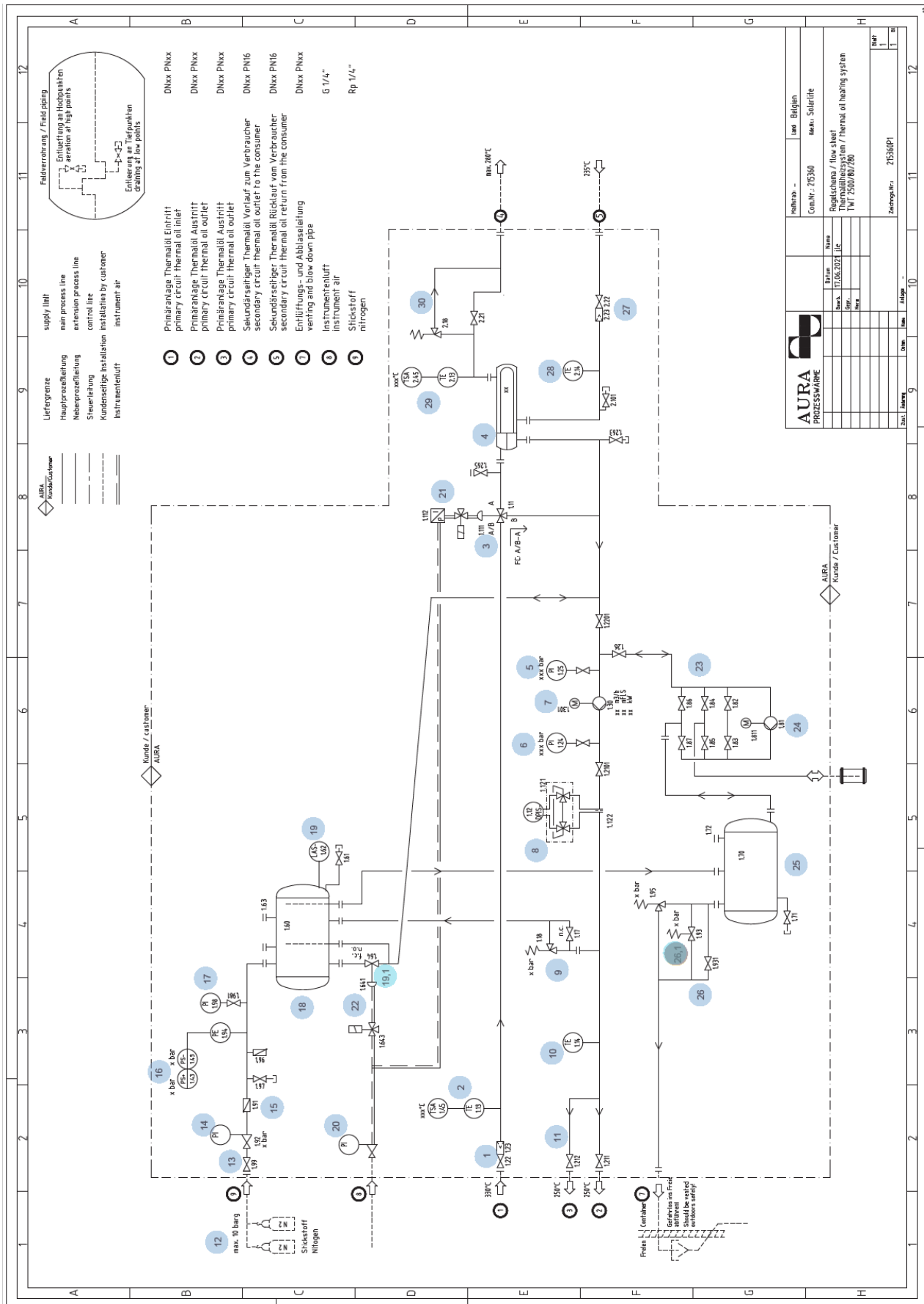


Abbildung 22: Standardisiertes RI-Fließbild für eine Öl-Öl-BoP

Messtechnik

Das Ziel der Kostenreduktion stand im Fokus aller Standardisierungsbemühungen. Wie in Kapitel 3.2.4.2 erläutert, wurde in diesem Sinne auch beschlossen, keine zusätzliche präzisere Messtechnik zum Zweck der Anlagenbewertung einzusetzen, sondern nur die zum sicheren Betrieb der Anlage erforderliche Sensorik zu verwenden. Die Messstellen sind in Abbildung 22 gelistet, Informationen zur Auswahl finden sich im genannten Kapitel.

Tabelle 6: Komponentenliste für eine standardisierte BoP

Hauptfluidleitung		Komponenten
Ventile	1	Durchgangsventil Einlass
	11	Durchgangsventil Auslass
	3	3-Wege-Ventil (Bypass HX)
Filter	1,1	Filter
Temperatursensoren	2	Temperatursensor Einlass
	10	Temperatursensor Auslass
Druckmessung	5	Druckanzeiger vor der Pumpe
	6	Druckanzeiger nach der Pumpe
	7	Pumpe und Motor
	8	Durchflussmesser nach der Pumpe
	9	Sicherheitsventil Fluidleitung
	25	Überlauf tank
	18	Ausdehnungsgefäß
	19,1 & 22	Druckbegrenzungsventil - Ausdehnungsgefäß
	26,1	Sicherheitsventil hinter Ausdehnungsgefäß
	19	Niveausensor und Betätigung für Ausdehnungsgefäß
		Verrohrung
		Isolation
		Container
	4	Wärmetauscher
Stickstoffüberlagerung		
	12	Stickstofftank
	13	Einlass-Durchgangsventil
	14	Maximaldruckventil
	15	Schmutzfänger
	16	Max & Min Druck Alarm
	17	Druckanzeiger
	26	Absperrventil
	26,1	Überdruckventil
Druckluft		
	20	Filterdruckminderer

	21	Pilotventil
		Kompressor
Prozessseite		
	27	Einlassventil
	28	Temperatursensor
	29	Temperatursensor
	30	Sicherheitsventil
		Auslassventil

3.3. AP 3 – Detailplanung der BoP

Die Detailplanung der BoPs umfasste die Bestimmung der Anforderungen und Integration der jeweiligen BoP in ihre Betriebsumgebung. Das Kollektorfeld was von den Kollektorherstellern selbstständig zu planen.

3.3.1. Detailplanung Anlage 1

Die Detailplanung der Anlage erfolgte gemäß den vorangegangenen Planungen in AP2 (siehe Abschnitt 3.2.1.3), welche für den Fall einer Direktverdampferzeugungsanlage angepasst wurden. Durch die Insolvenz des Kollektorherstellers konnte die Anlage leider nicht gebaut werden. Allerdings lagen zum Zeitpunkt der Insolvenz bereits ein weitausgearbeitetes Konzept vor, welches nun vorgestellt werden soll.

Folgende Arbeiten konnten abgeschlossen werden:

1. Erstellung eines detaillierten R&I-Schemas
2. Definition der Betriebs- und Auslegungsdrücke und Temperaturen
3. Rohrleitungsdimensionierung
4. Speicherdimensionierung
5. Erstellen einer vollständigen Materialliste aller Hydraulikkomponenten sowie deren technische Anforderungen auf Basis als Ergebnis einer hydraulischen Auslegung
6. Spezifikation und Positionierung von Elektrokomponenten
7. Definition der elektrischen und regelungstechnischen Verbindungen
8. AC-Netz Auslegung
9. Definition der regelungstechnischen Schnittstellen zwischen Solarfeldlieferant und BoP-Lieferant
10. Definition der baustatischen, hydraulischen und elektrischen Kundenschnittstellen

Zu den Planungsergebnissen soll nun in den folgenden Abschnitten ein Überblick gegeben werden.

1) Detailliertes R&I-Schema

Das in Abbildung 24 dargestellte R&I-Schema zeigt die geplanten Rohrleitungsabschnitte und deren Nennweiten, hydraulische Schnittstellen sowie alle wesentlichen hydraulischen Komponenten und Sensoren. Die Bereiche „Collector Field“ und „BoP Container“ sind gekennzeichnet. Die R&I-Symbole sind wie folgt definiert:

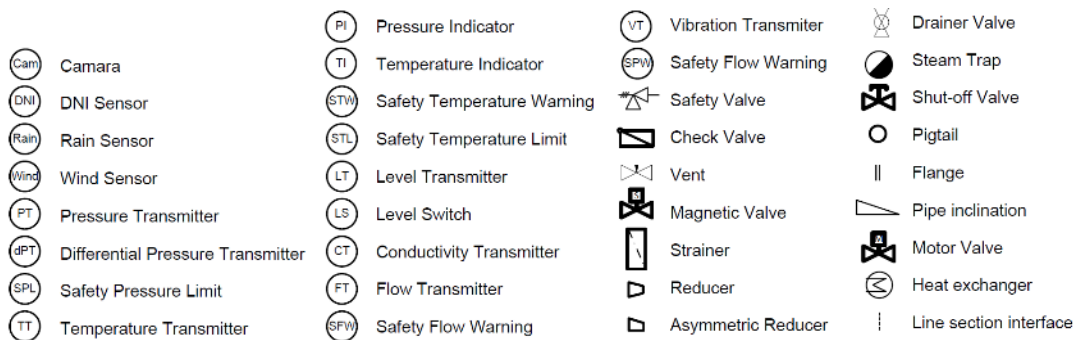


Abbildung 23: Definition der R&I-Symbole

Die hydraulische Auslegung der Kollektorfeldverrohrung erfolgt durch Optimierung verschiedener Kriterien, darunter die Durchflussmengen im Absorber und der resultierenden Strömungsformen, der Temperaturanstieg, die Druckverluste und die erforderlichen peripheren Rohrleitungen.

Die Abkürzungen der Rohrleitungen sind wie folgt definiert:

Tabelle 7: R&I-Rohrleitungsbezeichnungen

Rohrleitungsbezeichnung	Kürzel
Feed Water Line	FL
Recirculation Line	RL
Inlet Line	IL
Condensate Line	CL
Two Phase Line	TL
Two Phase Line-1 (Steam)	TL-1
Two Phase Line-2 (Water)	TL-2
Steam Line	SL
Steam Line to the Customer	SL2C
Blowdown Line	BL
Tap Water Line	TWL

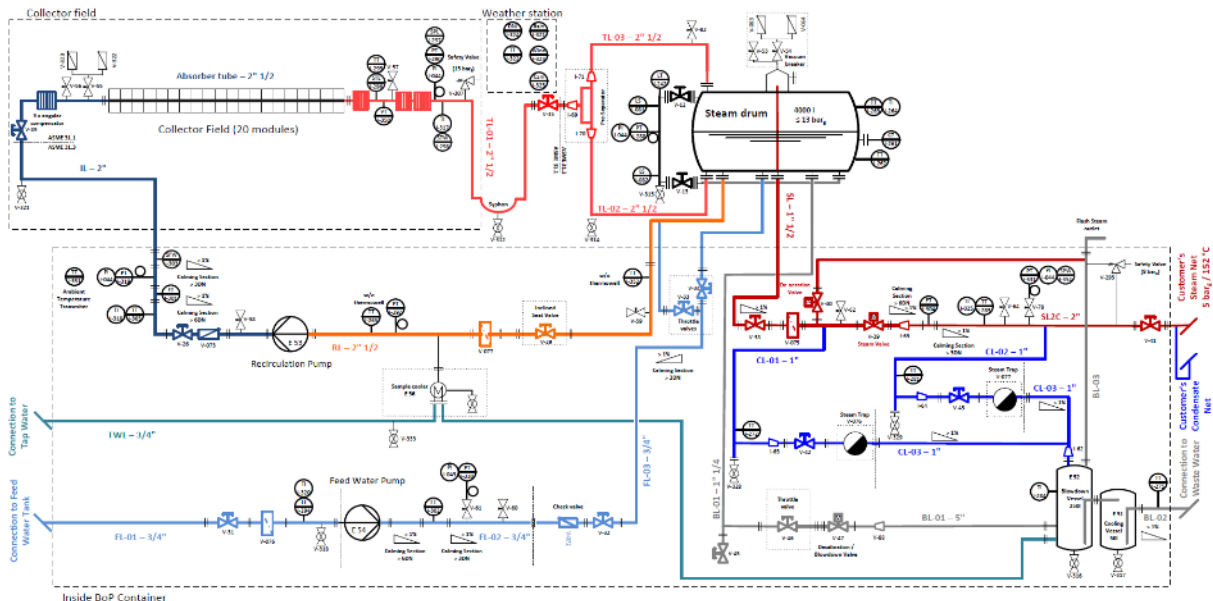


Abbildung 24: Detailliertes R&I: Kollektorfeld und BoP-Container

2) Definition der Betriebs- und Auslegungsdrücke und Temperaturen

Im Rahmen der Detailplanung wurden folgende Betriebsgrenzen für Drücke und Temperaturen definiert:

Tabelle 8: der Betriebs- und Auslegungsdrücke und Temperaturen

Druckniveau	Sollwert	Zugehörige Sättigungstemperatur	Kommentar
Sollwert für Fossilbrennstoffkessel im Dampfnetz	5,0 bar _g	159 °C	Sollwert der Dampfkessel des Kunden
Dampfnetz-Sollwert für die Steuerung des Solardampfventils	5,2 bar _g	160 °C	Ein etwas höherer Sollwert sorgt dafür, dass Solardampf bevorzugt genutzt wird.
Mindestdruck des Solarsystems für die Dampfzufuhr	5,5 bar _g	162,1 °C	Schließdruck des Solar-Dampfregelventils (unterer Hysteresesollwert)
Startdruck für die Solar-Dampfzufuhr	7,5 bar _g	173 °C	Öffnungsdruckminimum des Solar-Dampfregelventils (oberer Hystereseschaltpunkt)
Maximaler Druck ohne Leistungsstufen	10,1 bar _g	184,4 °C	Maximaler Druck ohne Drosselung der Kollektorleistung
Start der Leistungsstufen	10,1 bar _g	184,4 °C	Beginn der schrittweisen Spiegeldefokussierung zur Drosselung der Sonnenenergie (1. Sicherheitsinstanz)
Betriebsgrenzen	11,3 bar _g	189,0 °C	Die gesamte Spiegelfläche wird durch eine Softwaresteuerung defokussiert (1. Sicherheitsinstanz).
Fest verdrahtete Sicherheitskette und Software-Warnung	11,6 bar _g	190,1 °C	Fest verdrahtete Druck- und Temperaturwarnungen werden ausgelöst, um die Defokussierung des Spiegels zu erzwingen, und werden automatisch zurückgesetzt, wenn der gemessene Wert unter den Schwellenwert fällt (2. Sicherheitsinstanz).
Fest verdrahtete Sicherheitskette	11,8 bar _g	190,8 °C	Der fest verdrahtete Druckbegrenzer wird ausgelöst, um die Defokussierung des Spiegels zu erzwingen,

			und muss manuell zurückgesetzt werden (3. Sicherheitsinstanz).
Sicherheitsventil-Sollwert (Solar-kreis)	13 bar _g	209 °C	Sicherheitsventil öffnet, um den Druck im Solarkreislauf abzulassen (4. Sicherheitsstufe)
ANSI-Klasse 150 Begrenzung für Kohlenstoff-stahl	13,3 bar _g	196,1 °C	Einschränkung gemäß ASME-Code B36 für Rohrmaterial und Wandstärke und ASME-Code B16 für Fittings und Flansche
Sicherheitsventil-Sollwert (Kunden-dampfnetz)	8,0 bar _g	175 °C	Sicherheitsventil öffnet, um den Druck am Ausgang des Regelventils (Dampfnetz des Kunden) abzubauen.

Der maximale Druck ist durch die Druckklasse auf 13,3 bar_g begrenzt. Der Sollwert des Sicherheitsventils kann mit der Druckklassengrenze korrelieren. Die druckabhängige Öffnungshysterese des Sicherheitsventils muss nicht berücksichtigt werden. Der Druck-Offset von 1,2 bar zwischen der Sicherheitsbegrenzung der Sicherheitskette mit Softwarnung (11,8 bar_g) ist großzügig bemessen und würde eine Reduzierung auf 0,2 bar und eine Erhöhung aller unteren Sollwerte bis zum Schwellenwert des maximalen Drucks ohne Leistungsstufen um 1 bar als Anpassungsmaßnahme während der Testphase erlauben. Dadurch könnte bei Bedarf die nutzbare Speicherkapazität erhöht werden.

Bei der Festlegung dieser Druckschwelle wurden sowohl die Speicherkapazität und die Kosten für das Speichermaterial als auch die Preise und die Verfügbarkeit anderer Hydraulikkomponenten, insbesondere der Umwälz- und Speisewasserpumpe, berücksichtigt.

3) Rohrleitungsdimensionierung

Die Rohrdimensionen wurden auf der Grundlage einer iterativen Durchfluss- und Druckverlustberechnung berechnet, die sich an allgemeinen Richtwerten für Durchflussraten orientiert, um Materialverbrauch, Pumpenleistung und Stromverbrauch zu optimieren. Außerdem wurde die Einhaltung der NPSH-Parameter nachgewiesen.

Die finale Festlegung der Nennweiten und Dämmstärken erforderte eine weitere Iteration auf Basis der finalen Rohrleitungswege und der spezifischen Druckverlustkennwerte der ausgewählten Inline-Komponenten.

4) Speicherdimensionierung

Für die Demoanlage war ein Speicher mit 4 m³ Innenraumvolumen vorgesehen. Im spezifischen Anwendungsfall war die erwartete Dampfabnahme zu jedem Zeitpunkt um ein Vielfaches höher als die solare Dampferzeugung. Speicherkapazität zur Begrenzung überschüssiger Energie ist daher nicht erforderlich und die Speicherdimensionierung richtet sich ausschließlich nach den folgenden zusätzlichen Funktionen des Dampfspeichers:

- Trennung der Zweiphasenströmung
- Expansionsvolumen (vgl. Expansionsgefäß)
- Druckhaltung
- Blowdown (Absatzung und Abschlammung)
- Entlüftung
- Frostschutz (nicht erforderlich)
- Glättung der Betriebszustände (insbesondere bei fluktuierender Einstrahlung)

5) Spezifikation und Positionierung von Elektrokomponenten

Elektrische Verbraucher werden über ein 220 VAC/3-Netz aus dem Stromnetz des Kunden versorgt. Das 220 VAC/3-Phasennetz versorgt die Pumpen, mehrere Regelventile und einige Sensoren. Das Solarfeld wird mit 220 VAC/1-Phasen-Kabeln versorgt. Die 24 VDC im Feld werden mit 220 VAC zu 24 VDC-Netzteilen mit hohem Wirkungsgrad und hohem Leistungsfaktor erzeugt.

Während Spiegelantriebe und Feldsteuergeräte an das 24-VDC-Subnetz angeschlossen sind, sind die Pumpen direkt an das 220-VAC/3-Phasennetz angeschlossen. Der Hauptsteuer-schrank befindet sich im BoP-Container. Die Feldschaltschränke sind im Solarfeld an den Innenseiten der einzelnen Kollektorstränge positioniert. Die Wetterstation wird in einer der Sonne und dem Wind ausgesetzten Position in der Nähe des Kollektorfeldes installiert.

Nachfolgend findet sich eine Auflistung der wichtigsten elektrischen Komponenten des Solar-systems und deren Standorte:

- Hauptschaltschrank (im BoP-Container)
 - Haupt-SPS (speicherprogrammierbare Steuerung)
 - Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI = Touchscreen)
 - Mess-E/As mit Temperatur-, Druck- und Durchflusssensoren
 - Unterbrechungsfreie Stromversorgung (UPS)
 - Datenlogger
 - Netzwerkgeräte (mobile VPN-Router, Profinet, Ethernet)
 - Temperaturgrenzschalter
 - Relais
- Feldschaltschränke (bei den Solarkollektoren)
 - Feld-SPS
 - Motorsteuerung
 - Kalibrierungsvorrichtung
 - LAN-Schalter
 - PN/CAN-Koppler
- Wetterstation
 - Windsensor
 - Regensensor
 - Sensor für die Sonneneinstrahlung
 - Feldkamera
 - Temperatursensor
- Verschiedene
 - SIL2-Relais
 - Notaus-Taster
 - Notleuchten

Die Feldsteuerschränke sollten an den beiden Motorreihen auf der Unterkonstruktion montiert und mit dem Hauptsteuer- und Stromverteilerschrank im BoP-Container verbunden werden.

Um die Sensoren den Schaltschrank im Kollektorfeld mit dem Hauptschrank im BoP-Container zu verbinden, sollte eine Kabelbahn (100 x 100) installiert werden. Zwischen Ein- und Auslass wird eine Kabelwanne (40 x 40) installiert, die die Signalkabel für die Temperatursensoren aufnimmt. Die Kabeltrassen befinden sich unter dem äußersten Spiegel. Eine Hauptkabelrinne (40 x 40 mm) führt entlang des Wartungsstegs und enthält Kabel für die Stromversorgung, das Ethernet und die Sicherheitskette zur Verbindung der Schränke im Kollektorfeld.

Im Kollektorfeld sowie außerhalb und innerhalb des BoP-Containers sind Not-Aus-Schalter installiert, die bei Betätigung die Solaranlage zu einer sicheren Abschaltung zwingen.

Eine Wetterstation mit Sensoren für Regen, Wind, Sonneneinstrahlung und Umgebungstemperatur wird an einem unverschatteten Ort im Kollektorfeld installiert und elektrisch mit dem Hauptschaltschrank verbunden.

Alle Kabeltrassen und Schaltschränke sind geerdet. Auf dem Kollektorstrang sind Blitzableiter installiert, die an den Blitzschutz des Daches angeschlossen sind. Um Schäden durch Blitzschlag im Hauptschrank zu vermeiden, sind Überspannungsschutzvorrichtungen für Kabel installiert, die von außen in den Steuercontainer eintreten.

Ein Ethernet TCP/IP-Netzwerk (Transmission Control Protocol/Internet Protocol) verbindet den Hauptschrank und die Feldschränke mit CAT-7-Kabeln, um eine hohe Verfügbarkeit des Netzwerks zu gewährleisten. Die Steuerung der Solaranlage erfordert einen Zugang zum Internet, da die exakte Nachführung der Spiegel über einen Zeitserver gewährleistet sein muss. Darüber hinaus ist für die Fernwartung und Fernüberwachung der Anlage eine Online-Verbindung zu den ISG-Servern erforderlich. Die Internetverbindung wird daher über einen mobilen Router in das Netzwerk der Solaranlage eingespeist.

Die Kommunikation zwischen den Geräten wird über zwei Hauptkommunikationsprotokolle abgewickelt. Die Kommunikation findet Ethernet-basiert zwischen den Hauptkomponenten des Systems und dem Feldbus (Modbus RTU) zwischen den Feldreglern und den Motorreglern statt.

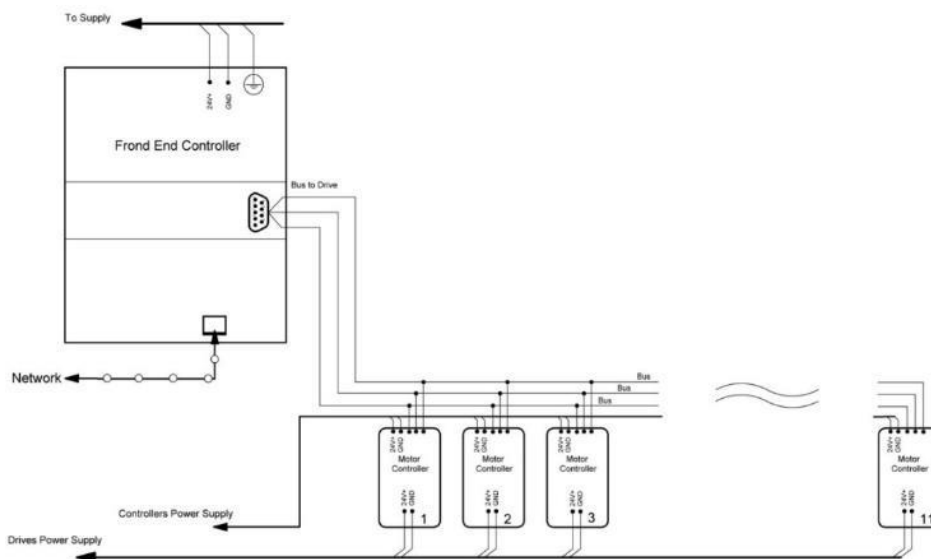


Abbildung 25: Modbus RTU in den Feldsteuerschränken, die die 11 Motorsteuerungen jedes Strangs mit der Feld-SPS verbinden

6) Definition der elektrischen und regelungstechnischen Verbindungen

Das Solarsystem benötigt nur einen einzigen Stromanschluss vom Stromnetz zum Hauptschaltschrank. Alle Strom- und Signalkabel werden anschließend vom Hauptschaltschrank zu allen elektrischen Komponenten des Solarsystems verteilt.

Die Hauptstromversorgung des Solarsystems ist TN-S 3-Phasen 220 VAC. Der Kunde sorgt für einen Anschluss an das Stromnetz in der Nähe des Steuercontainers, der mit einem 25 A-Schutzschalter gesichert ist, von dem aus ein Stromkabel (5G10) zum Hauptschrank geführt wird.

Alle elektrischen Komponenten innerhalb und in der Nähe des Containers der Steuerung sind direkt mit dem Hauptschrank verbunden. Die elektrischen Komponenten der einzelnen Kollektorfelder (z.B. Motoren, magnetische Geber) sind mit dem jeweiligen Feldschrank verbunden, der wiederum mit dem Hauptschrank verbunden ist.

Drei Kabel verbinden jeden Feldschrank mit dem Hauptschrank:

- Strom (220 VAC)
- Profinet
- Sicherheitskette (24 VDC)

Die Sicherheitskomponenten der Strings (z.B. Druck- und Temperaturschalter) sind direkt mit dem Hauptschaltschrank verbunden.

Im Automatikbetrieb kann das Solarsystem völlig selbstständig und ohne Eingriffe des Betreibers arbeiten. Der Solarkollektor erhält vom Kunden ein digitales Freigabesignal und die Kollektorsteuerung gibt ihrerseits den Betriebszustand an den Kunden zurück (beides 24 VDC). Die endgültige Definition dieser Verbindung steht noch aus.

7) AC-Netz Auslegung

Die Feldschränke der beiden Stränge werden über eine 220-VAC-Leitung (einphasig) von der USV im Hauptschaltschrank versorgt.

Für den Fall, dass die Hauptstromversorgung ausfällt, gibt es eine 3 kVA-Bypass-USV, die die Energie in den Pufferbatterien in einphasigen 220-VAC-Strom am USV-Ausgang umwandelt. Wenn die Haupteingangsleistung am AC-Eingang der USV zur Verfügung steht, wird die AC-Ausgangsleistung vom Eingang kommutiert.

Ein Stromausfall löst die Sicherheitskette aus, sodass das Kollektorfeld direkt mit dem USV-Strom in die Ruheposition geht, um den Wärmeeintrag in die Solaranlage zu stoppen. Die Pumpen werden nicht über die USV versorgt, sodass der Durchfluss bei einem Stromausfall gestoppt würde. Die Spiegelantriebe benötigen nur wenige Sekunden, um die Spiegel zu defokussieren, und weniger als 4 Minuten nach einem Stromausfall, um in die Stowposition zu gehen. Bei Vollast halten die Pufferbatterien bis zu 8 Minuten.

Die Feldsteuerschränke enthalten AC/DC-Stromversorgungen für die Motorantriebe und die Steuergeräte, eine SPS mit 4-Kanal-AI-Modul, einen Ethernet-Switch, 11 Motorsteuerungen und einen Signalwandler für die vier optischen Kalibrierungssensoren. Ein Lüfter und ein Thermostat werden eingesetzt, um bei Bedarf Wärme abzuleiten. Die Feldschränke sind mit Strom, Signal- und Ethernetkabeln mit dem Hauptsteuerschrank im BoP-Container verbunden, wie in Abbildung 26 zu sehen ist.

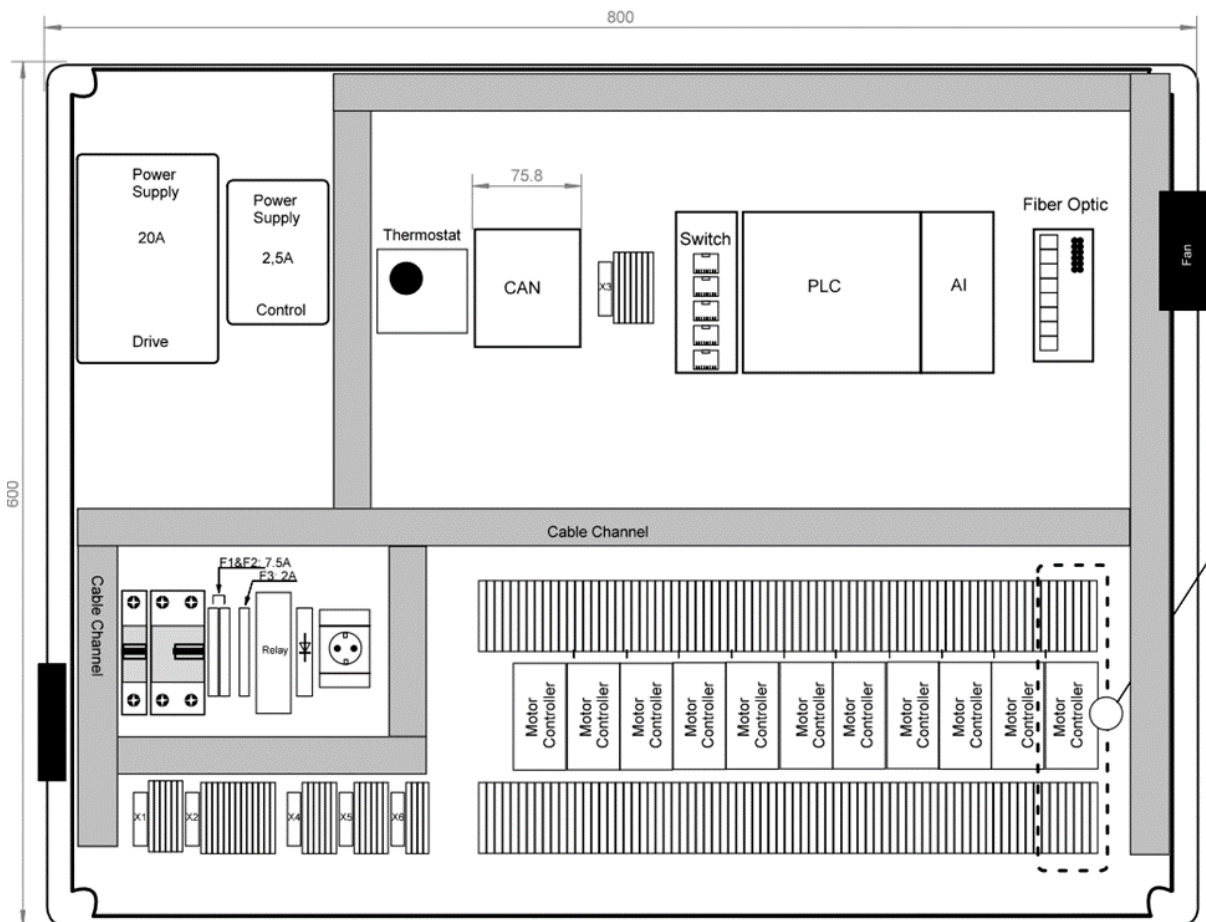


Abbildung 26: Feldschaltschrank

8) Definition der regelungstechnischen Schnittstelle zwischen Solarfeldlieferant und BoP-Lieferant

Schnittstellen:

Um die Kosten zu senken und das Modularitätskonzept von Modulus zu gewährleisten, wird ein praktischer Ansatz für die Schnittstelle verfolgt. Dieser Ansatz basiert auf einer klaren Trennung der Verantwortlichkeiten und einer praktischen Verteilung der Signale:

- Alle Signale aus dem Feld, einschließlich Sensoren, Ethernet und Sicherheitskette, werden mit dem Regulationsschaltschrank des Solarfeldes verbunden. Dies beinhaltet auch die Wetterstation, die wichtige Umgebungsdaten für das System liefert.
- Im Gegenzug sind alle Signale der BoP, einschließlich aller Sensoren der Dampftrommel, mit dem Schaltschrank der BoP verbunden. Die Dampftrommel wird als Teil der BoP betrachtet, da sie eine zentrale Rolle in der Energieerzeugung spielt.

Sicherheitskette:

Die Sicherheitskette ist ein wesentlicher Bestandteil des Systems und wird vom Kollektorhersteller bereitgestellt. Sie wird durch alle Sicherheitseinrichtungen, wie Strömungsschalter, Notstoppschalter und Druckschalter, geschleift. Sie endet an den Motorsteuerungen der Spiegelantriebe, um eine sichere Abschaltung der Solaranlage im Notfall zu gewährleisten. Das Signal der Sicherheitskette ist durch Überspannungsableiter geschützt, um Schäden durch Blitzeinschläge zu verhindern. Alle Sicherheitsvorrichtungen liefern ein Meldesignal, das es ermöglicht, jedes Gerät im Notfall zu identifizieren und entsprechend zu reagieren.

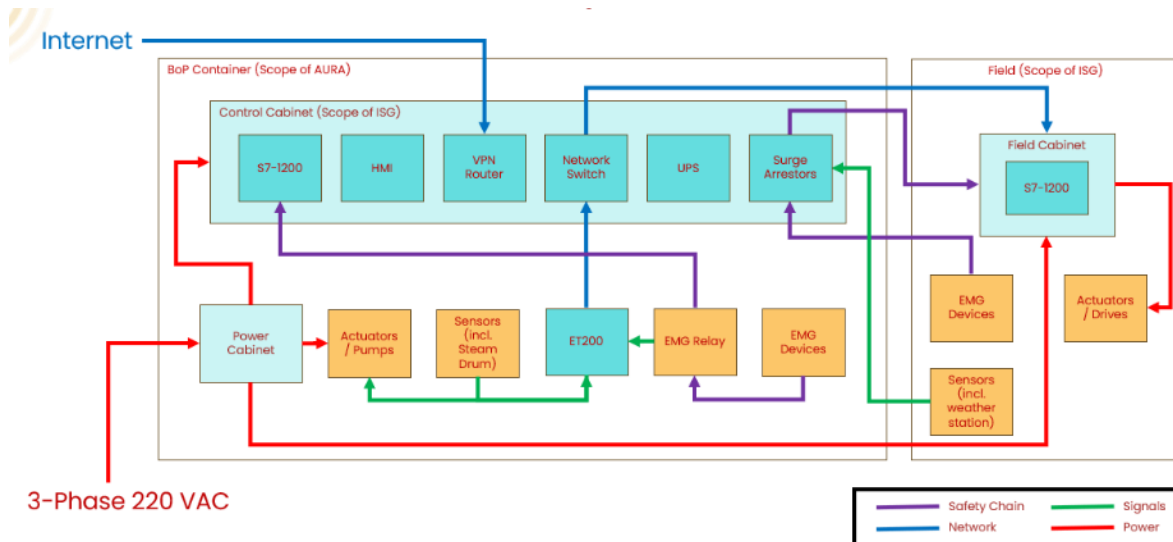


Abbildung 27: schematische Darstellung der Sicherheitskette

Komponenten

Die verschiedenen Komponenten des Systems sind auf verschiedene Bereiche verteilt und haben spezifische Verantwortlichkeiten:

- **BoP-Container (Verantwortung durch den BoP-Lieferanten):** Der BoP-Container enthält den Hauptschaltschrank, der alle Sensoren, Aktuatoren und Pumpen mit Strom versorgt. Die Aktuatoren und Pumpen führen Aktionen aus, basierend auf den Signalen, die sie vom S7-1200-Modul erhalten. Die Sensoren, einschließlich der Dampftrommel, erfassen Daten und senden diese Informationen über die ET200 Schnittstelle an das S7-1200-Modul. Das ET200 ist ein dezentrales Peripheriesystem, das die Kommunikation zwischen dem S7-1200-Modul und den angeschlossenen Geräten ermöglicht. Das Sicherheitsrelais und die Geräte der Sicherheitskette sind Teil des Sicherheitssystems und gewährleisten die sichere Abschaltung des Systems.
- **Steuerungsschrank (Verantwortung durch den Kollektorhersteller):** Der Steuerungsschrank enthält das S7-1200-Modul, das als zentrales Element des Systems dient. Es ist mit allen Sensoren, Aktuatoren, Netzwerkkomponenten und Geräten der Sicherheitskette verbunden. Das HMI (Human-Machine-Interface) ermöglicht die Interaktion zwischen Benutzern und dem System. Der VPN-Router und der Netzwerkverteiler ermöglichen die sichere Netzwerkkommunikation mit dem Internet und innerhalb des Systems. Die USV (Unterbrechungsfreie Stromversorgung) stellt sicher, dass das Solarsystem auch bei einem Stromausfall sicher heruntergefahren werden kann. Die Überspannungsableiter schützen alle externen Signale vom und zum Solarfeld vor Blitzeinschlag.
- **Feld (Bereich des Kollektorherstellers):** Im Feldbereich steuert das S7-1200-Modul die Motoren der Spiegelreihen. Die Sensoren, einschließlich der Wetterstation, erfassen Daten des Systems und aus der Umgebung und senden diese Informationen an das zentrale S7-1200-Modul im BoP Container. Die Sicherheitsgeräte, einschließlich Notausschalter und Druckschalter, sind Teil der Sicherheitskette.
- **Legende:** Die farbigen Linien repräsentieren verschiedene Arten von Verbindungen im System. Die lila Linien repräsentieren die Signale der Sicherheitsgeräte im System. Die blauen Linien repräsentieren die Netzwerkverbindungen im System. Die grünen Linien repräsentieren die Signalverbindungen im System. Die roten Linien repräsentieren die Stromverbindungen im System. Diese farbliche Unterscheidung hilft dabei, die verschiedenen Arten von Verbindungen im System leicht zu identifizieren und zu verstehen.

9) Definition der baustatischen, hydraulischen und elektrischen Kundenschnittstellen

Tabelle 9: Baustatische Schnittstelle

Schnittstellenkomponente	Spezifikation
Fundament	Zementblöcke
Kontaktfläche	400mm x 400mm
Befestigung am Dach	Zementguss

Tabelle 10: Hydraulische Schnittstelle

Abschnitt	T _{Max} [°C]	P [bar _g]	Verbindungs- typ und Spe- zifikation	Position der Schnittstelle	Flüssigkeit
Dampfleitung zum Kunden	175	8	2" Flansch	In der Nähe des BoP- Containers	Sattdampf
Speisewasser	110	3	3/4" Flansch	In der Nähe des BoP- Containers	Gereinigtes Wasser (Qualität gemäß Wasser- analysebericht des Kunden)
Abblasen, Kon- densat & Entlee- ren	100	<1	1 " Flansch	In der Nähe des BoP- Containers	Abwasser
Wasseran- schlüsse für die Reinigung	60	2	Wasserhahn mit DN 15 Schlauchan- schluss	In der Nähe des BoP- Containers	Leitungswasser (Qualität des öf- fentlichen Net- zes)

Tabelle 11: Elektrische Schnittstelle

Verbindungstyp	Spezifikationen	Position der Schnittstelle
Hauptstromversor- gung	3-phasig, 220 VAC mit Neutralleiter und Erdung, 25 A	Stromschrank BoP-Container
Freigabesignal vom Kunden (optional)	24 VDC	Hauptschrank- Steuerungskas- ten
Statussignal an den Kunden (optional)	24 VDC	Hauptschrank- Steuerungskas- ten

10) Auslegung der BoP

Umwälzpumpen sind als besonders kritische Bauteile einzuordnen. Durch die geringe Vorlaufhöhe, kann hier Kavitation auftreten. Um den erforderlichen Vorlaufdruck gewährleisten, sollte die Dampftrommel daher erhöht eingebaut werden. Eine Platzierung der Dampftrommel unmittelbar auf dem Container wurde geprüft, um Platz zu sparen und um den stützenden Stahlbau reduzieren zu können. Diese Variante der Aufstellung wäre zwar prinzipiell denkbar, wurde aber aufgrund der limitierten Dachlast nicht weiterverfolgt.

Es wurde vorwiegend die verfahrenstechnische Planung erstellt. Die Anforderungen (Temperaturen, Druckbereich, Genauigkeit der Sensoren) an Komponenten wurden definiert. Darauf aufbauend konnten konkrete Typen und Lieferanten für Komponenten ausgewählt werden. Schließlich wurde ein Leistungsverzeichnis mit einer Auflistung der Komponenten und deren Spezifikationen teilweise mit Datenblättern erstellt.

Es konnten keine Regelungstechnik oder Abhängigkeiten geplant werden.

3.3.2. Detailplanung Anlage 2

Aufgrund der fehlenden Betriebsumgebung 2 konnte hier keine Detailplanung durchgeführt werden.

3.3.3. Detailplanung Anlage 3

Es wurden relevante Auslegungsparameter wie Drücke, Temperaturen, Durchflüsse, Leistungen definiert. Dabei wurde insbesondere darauf geachtet, dass die BoP in allen Betriebszuständen sicher betrieben werden kann. Dies schließt neben dem Normalbetrieb (über einen weiten Leistungsbereich) insbesondere die Fälle Inbetriebsetzung, Störabschaltung und Wartung ein. Auf Basis der definierten Parameter wurde begonnen Komponenten unter Beachtung der in AP2 erreichten Ergebnisse auszuwählen.

Für diese Anlage sollte von AURA eine Konformitätserklärung nach der Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU für Druckgeräte und eine Einbauerklärung nach der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG für unvollständige Maschinen erstellt werden. Zur Einhaltung dieser Richtlinien, sollte sich nach der DIN4754 (Wärmeübertragungsanlagen, die mit organischen Wärmeträgern arbeiten) gerichtet werden. Diese schreibt an verschiedenen Stellen Sicherheitseinrichtungen nach SIL2-Niveau vor. Es wurden baumustergeprüfte Temperaturregler, Sicherheitstemperaturbegrenzer, Strömungssicherungen, Sicherheitsventile und Füllstandbegrenzer eingesetzt. Die Schaltschrankprüfung wurde nach der belgischen AREI-Richtlinie durchgeführt. Aufgrund der individuellen Ansteuerung der einzelnen Solarfeld-Loops hat jeder einzelne eine vollständige Sicherheitskette aus Strömungsüberwachung und Sicherheitstemperaturbegrenzung. Für alle sicherheitsrelevanten Temperaturmessungen wurden doppelte P100 eingesetzt, die mit einer Logikkombination von 1oo2, oder 2oo2 programmiert wurden. Im Idealfall wird mit der 1oo2 gearbeitet, sollte es jedoch zu Messabweichungen zwischen den beiden Messsignalen kommen, wird die Programmierung eine Fehlermeldung herausgeben und nicht sofort das System abschalten. Für alle anderen Messinstrumente wurde die Logik 1oo1 angewendet und eine Plausibilitätskontrolle durchgeführt.

Die Betriebsumgebung 3 stellt bezüglich der Standardisierung einen guten Fall für eine mittlere Leistungsgröße (2,5 MW) dar, allerdings sind auch einige vom ursprünglich vorgesehenen Standard abweichende Ausführungsmerkmale notwendig. In AP3 wurde für Betriebsumgebung 3 die verfahrenstechnische Ausführung der Anlage finalisiert (Temperaturen, Drücke, Durchflüsse, Nennweiten, ...) und hierzu ein Leistungsverzeichnis sowie ein Regelschema (P&ID) erstellt. Für die Armaturen, Mess- und Regelungstechnik sowie alle weiteren Komponenten wurde sich auf bekannte deutsche Lieferanten begrenzt. Dies liegt zum einen in der bewährten Qualität der Komponenten als auch in den erreichbaren Lieferzeiten begründet, welche in Deutschland i.A. als vergleichsweise kurz angenommen werden. Besondere Herausforderung in dieser Betriebsumgebung ist die konstruktive Gestaltung des BoP-Containers, welcher aufgrund des relativ großen Ausdehnungsgefäßes, der Wärmetauscher sowie der Verrohrung sehr eng ist. Weiterhin problematisch und unter Umständen von den

ausstehenden Ergebnissen der Standardisierung abweichend ist der Einsatz von geschweißten Armaturen anstelle von geflanschten Armaturen. Die elektrische Integration der BoP in das Solarfeld ist in Einklang mit den letzten Standardisierungsansätzen, sodass die Regelung der BoP (z.B. Drehzahlregelung Pumpe) über die SPS des Kollektorherstellers realisiert wird. Lediglich sicherheitsrelevante Komponenten werden im Umfang des BoP Schaltschranks ausgewertet und die zugehörigen Sicherheitssignale an die Steuerung des Kollektorherstellers übermittelt.

Insbesondere wurde Wert auf ein Konzept zur Vermeidung der Entstehung einer explosionsfähigen Atmosphäre gelegt, wozu die Belüftung entsprechend ausgestattet wurde. In Kombination mit der eingesetzten Feuerlöscheinrichtung wurden Jalousien mit einer Sicherheitsfunktion eingesetzt um im normalen Betrieb eine ordnungsgemäße Belüftung sicherzustellen und im Brandfall das Löschen nicht zu behindern.

Des Weiteren wurden die Abblasbehälter für die beiden Sicherheitsventile an der BoP (primärer Solarkreislauf Thermalöl/Helisol 5A und sekundärer Kundenkreislauf Thermalöl/Therminol T66) technisch ausgelegt und bei einem externen Anlagenbauer beauftragt. Beide Behälter sind drucklos und werden vom Auftragnehmer detailliert ausgelegt. Folgende Abbildung zeigt die Vorauslegung.

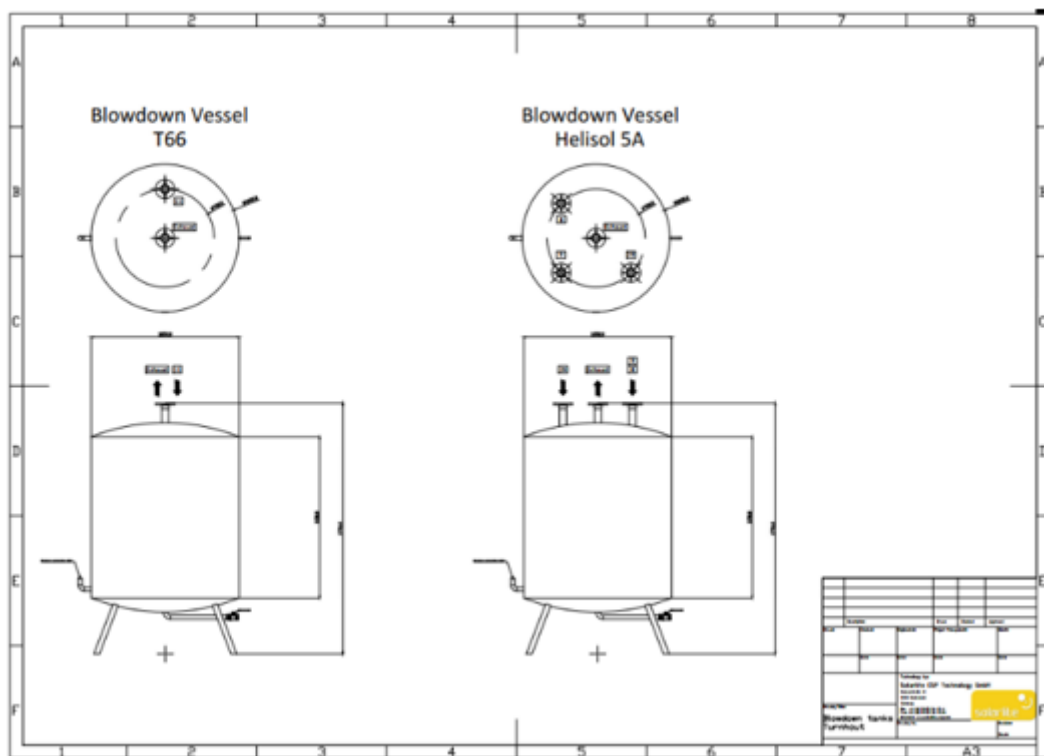


Abbildung 28: Vorauslegung der Abblasbehälter

Die Ergebnisse der Detailplanung der projektspezifischen BoP werden für die weitere Standardisierung aufgenommen. Weiterhin werden die Ergebnisse von Betriebsumgebung 1 und 2 benötigt, um aus den tatsächlich ausgeführten Anlagen eine sinnvolle Standardisierung ableiten zu können.

Entwicklung Wärme- und Massenbilanz Schaltbild (heat and mass balance diagram – HMBD):

Unter Hilfenahme des Unterauftragnehmers Aalborg CSP wurden die Wärme- und Massenbilanzschaltbilder für die Detailauslegung der Komponenten bei AURA entwickelt. Die Schaltbilder wurden für unterschiedliche Betriebspunkte entwickelt.

Entwicklung R&I-Schema Solarfeld/ Endkunde:

In Zusammenarbeit mit dem Unterauftragnehmer Aalborg CSP wurden die R&I Schaltbilder für die Endkundenseite und das Solarfeld entwickelt. Als Beispiel zeigt das folgende Bild das R&I für die Endkundenseite.

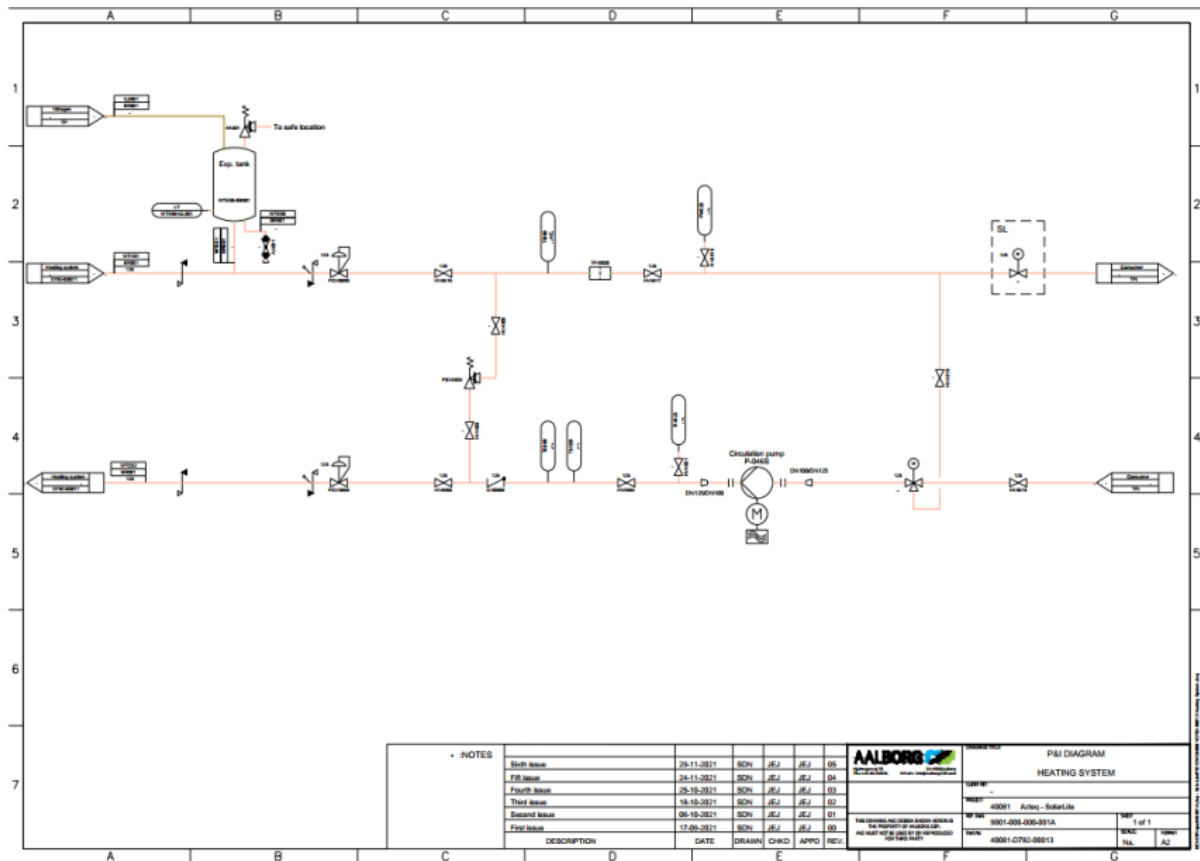


Abbildung 29: R&I-Fließbild der Endkundenseite

Sicherheitskonzept für Hard- und Software

Das solare Kollektorsystem soll nach der Freigabe des Kunden vollautomatisch je nach Einstrahlungs- und Wetterbedingungen arbeiten. Die Bedienung der Anlage erfolgt dabei über den im Hauptschaltschrank eingebauten Touchscreen. Die Zirkulationspumpe des Kollektors wird nach der Ausgangstemperatur des Kollektors drehzahl geregelt. Alle anderen aktiven hydraulischen Komponenten wie beispielsweise Pumpen, Ventile, usw. werden überwacht und ebenfalls geregelt. Mit Hilfe eines Datenloggers werden alle Sensordaten protokolliert und können vor Ort oder aus der Ferne überwacht werden. Die Regelung des Systems erfolgt mit Siemens SPS.

Das Sicherheitskonzept der Anlage besteht aus den folgenden hartverdrahteten Komponenten: einem Temperaturwächter und -begrenzer, einem Druckbegrenzer, Strömungswächter und einem Not-austaster. Der Temperaturbegrenzer muss nach Auslösung per Hand zurückgesetzt werden. Der Druckbegrenzer gilt sowohl für Minimal- als auch für Überdruck. Sobald ein der Sicherheitskomponenten den eingestellten Grenzwert über- oder unterschreitet oder der Notausschalter betätigt wird, fahren die Spiegel sofort aus dem Fokus und die Wärmezeugung wird eingestellt. Die Notstromversorgung ermöglicht diesen Vorgang auch bei einem Stromausfall.

Auch technische Risiken mussten während der Planung definiert und evaluiert werden. Dazu gehören unter anderem das Auftreten von Kavitation in der Rezirkulationspumpe oder der Ausfall von sicherheitsrelevanten Sensoren und Ventilen. Ebenso müssen eine Überhitzung oder etwaige Explosions- und Brandgefahr des Thermoöls verhindert werden.

Nach der elektrischen Installation wurde die Anlage auf die Richtigkeit der hergestellten Anschlüsse gemäß dem Schaltplan überprüft. Sicherheits- und Schutzvorrichtungen wurden auf ihre ordnungsgemäße Funktion getestet werden. Es ist ein Not-Aus-Schalter außerhalb des Gefahrenbereiches anzubringen.

Eine Betriebsanleitung mit wichtigen Sicherheitsanweisungen ist immer am Einsatzort aufzubewahren. Diese sollte ebenfalls vor der Montage und der Inbetriebnahme vom Monteur und zuständigen Fachpersonal gelesen werden.

Die Sicherheitsanweisung behaltet Informationen zu den Warn- und Gefahrensymbolen und legt fest, in welchem Rahmen, die Anlage verwendet werden darf und Änderungen vorgenommen werden dürfen. Weiterhin werden die benötigten Schutzausrüstungen aufgeführt. Dazu gehören: Schutzbrille, Gehörschutz, Handschuhe und Schutzkleidung.

Es wurden folgende Gefahren identifiziert, die bei Betrieb der Anlage auftreten können:

- Elektrische Energie
- Austritt von schädlichen Gasen und Dämpfen
- Geräuschpegel des Systems

In der zugehörigen Sicherheitsanweisung sollten die Regeln zum Umgang mit den Gefahrenquellen genau beschrieben sein.

Bei Systemen mit Inertgasabdeckungen muss eine kontinuierliche Gasversorgung gewährleistet sein. Um das beim Erhitzen des Thermoöl-Heizsystems entstehende Ausdehnungsvolumen zu sammeln, sollte der Kreislauf über ein Ausdehnungsrohr mit dem tieferliegenden Ausdehnungsgefäß verbunden werden. Dabei handelt es sich bei dem Ausdehnungsrohr um ein Überlaufrohr, welches entweder mit dem Sammelbehälter oder einem Ölfass verbunden ist. Das Ausdehnungsgefäß ist mit einer Ölmangelsicherung auszustatten. Der Mindestölstand kann beispielsweise mit Hilfe eines Schwimmerschalters im Ausdehnungsgefäß überwacht werden. Sobald der Mindestölstand unter die Mindestmarke fällt, schaltet der Schwimmerschalter die Heizung ab und das System gibt einen Ölsignalalarm aus.

Das Sicherheits- sowie das Überlaufrohr wird mit einem Sicherheitsventil ausgestattet, sodass der Auslass am Sicherheitsventil ohne Risiken abgelassen werden kann.

Die Entlüftung des Systems erfolgt über ein oder mehrere Entlüftungsventile. Der Auslass erfolgt in Ölfässern oder einem Sammelbehälter.

Im Schaltschrank sollten sich folgende Komponenten befinden: der Hauptschalter, die Anzeigelampen für die Umwälzpumpe und die Fehleranzeige. Mit dem Hauptschalter wird die Stromversorgung freigegeben oder unterbrochen. Im Gegensatz dazu wird durch Betätigen des Not-Aus-Schalters die Stromversorgung sofort unterbrochen. Das System wird ausgeschaltet und der Heizvorgang gestoppt. Sollte der Schalter verriegelt sein, ist kein Betrieb der Anlage möglich.

Die Regelung der Temperatur erfolgt über einen elektronischen Regler, welcher die Vorlauftemperatur einstellt. Dabei wird die Vorlauftemperatur vom Temperaturfühler in der Vorlaufleitung ermittelt und an den Temperaturregler übermittelt. Zusätzlich kann die Temperatur an der Anzeige des Reglers abgelesen werden. Sicherheitstemperaturbegrenzer sorgen für die Einhaltung der maximal zulässigen Betriebstemperatur der Anlage, indem sie bei Überschreiten der eingestellten Maximaltemperatur die Anlage abschalten und so den Aufheizvorgang stoppen.

Fehlermeldungen:

- „Low oil indicator“ (Ölmangelanzeige):
 - Die Anzeige „oil level min“ (Ölstand niedrig) leuchtet

- Auf undichte Stellen überprüfen
- Wenn keine undichte Stelle gefunden werden können: Nachfüllen von Wärmeträgermedium, bis die Meldung erlischt
- „Flow malfunction indicator“ (Durchfluss-Störungsmelder):
 - Die Anzeige „Flow malfunction indicator“ leuchtet auf. Dies kann bei einem Kaltstart des Systems auftreten.
 - In diesem Fall sollte die Heizung eingeschaltet werden, mit welcher die Temperatur des Wärmeträgermediums erhöht wird. Wenn das Problem durch ein zu kaltes Wärmeträgermedium verursacht wurde, erlischt die Anzeige.
 - Falls die Anzeige weiterhin aufleuchtet, sollte in einem nächsten Schritt überprüft werden, ob alle Ventile im Kreislauf geöffnet sind und die Filter sauber sind, insbesondere nach Reparaturarbeiten.
 - Bei Vorhandensein einer „Differential current monitoring“ (Differenzstromüberwachung): Wenn diese aufleuchtet, ist die Heizung ausgeschaltet. Weitere Lampen, die in diesem Fall aufleuchten, sind „power part RCM pre-warning“ (Leistungsteil RCM Vorwarnung) und „power part RCM alarm“ (Leistungsteil RCM Alarm). Anschließend sollte die Störung im jeweiligen Schaltschrank lokalisiert und behoben werden. Nach Beheben der Störung ist die Anlage gemäß Einschaltanweisung in Betrieb zu nehmen, dabei sollten mögliche Meldungen auf dem Display der SPS beobachtet werden.

Die hier aufgeführten Vorgänge und Inhalte wurden ausführlich in einer beigelegten Betriebsanleitung beschrieben.

HAZOP (Hazard and Operability) - Meeting:

Zusätzlich fand auf Grundlage der R&I-Schaltbilder von AURA, dem Prozessflussdiagramm, der Energie- und Massebilanz und der Betriebsanleitung ein zweitägiges HAZOP-Treffen in Genk (Belgien) statt. Hieran habe alle nötigen Disziplinen aus Prozess- und Steuerungstechnik sowie Anlagen- und Personensicherheit teilgenommen. Es wurden alle möglichen Betriebs-szenarien durchgespielt, um eventuell Lücken in der Auslegung aufzudecken. Es hat sich gezeigt, dass keine wichtigen Sicherheitsfunktionen vergessen wurden. Lediglich einige Empfehlungen wurden ausgesprochen, um die Funktion der Anlage zu verbessern (z.B. Einbau Drucktransmitter nach der Pumpe, um eine Vorwarnung zu haben, bevor Sicherheitsventile aktiviert werden).

Das folgende Bild zeigt einen Ausschnitt der HAZOP-Analyse.

1. HTF Solar Field (Issued at 1st Hazop meeting)

HAZOP Study:40081				Drawing no.: 40081-0782-00001-03 Solar Field (Discussed 1 st Hazop Meeting)				
Node: See above								
Team members: see above								
Target modes of operations: 2.5 MW to heat exchanger, 1.8 MW to heat exchanger & 0.7 MW to storage, Cold operation (small flow to storage), Offloading of storage. (Other operation scenarios (if applicable) not specific targeted: Commissioning, Start-up, Turn down operation, Anti-freezing mode, Night-cooling, Routine shutdown, Maintenance shutdown, Emergency shutdown)								
Number	HAZOP Guide work	Deviation	Cause (starting event)	Consequence	Safeguards	Recommendations	Responsible	Comments
1	Flow	More	One or two loops are closed, and you are running 100% at the pump.	More flow, and temperature will decrease	Temperature transmitters and flow transmitters in the SF.			Not likely to happen. Due to instrumentation.
2		Less (HX min flow)	Pump Failure	Increased temperature in the solar field	Defocus of the solar field detected by the temperature transmitters and flow transmitters.			No comment. Cause and effect interlock
3		None	Pump Failure	Increased temperature in the solar field	Defocus of the solar field. No flow detected by the flow transmitters			No comment. Cause and effect interlock
4		Reverse						N/A
5	Level	More			Level transmitters and overflow tank			N/A (Closed loop).
6		Less	Leakage, not filled	The pump could be damaged.	Level transmitters for the expansion vessel. Level low - Solar Field defocus Level low-low - Pump stop	We will not stop the pump without 100 % defocusing the solar field.	AURA + Solarlite	
7		None						N/A (Closed loop)
8	Pressure	More	If hydraulic backup system fails. Pump running wild.	We cannot defocus solar field during blackout.	Safety valves will activate.	Pressure transmitters after the pump. To have pre-warming before safety valves activates.	AURA	
9		Less						N/A

Abbildung 30: HAZOP-Analyse

Entwicklung Interface BoP-Solarfeld und gesamter Netzwerk-Topologie:

In Zusammenarbeit mit AURA und dem belgischen Unterauftragnehmer AE-Rent wurde das Zusammenwirken der beiden Schaltschränke BoP und Solarfeld entwickelt und auf dieser Grundlage ein Gesamtkonzept der Netzwerk-Topologie entworfen.

Entwurf Aufstellungsanordnung BoP am Standort Turnhout:

Ein Entwurf der Aufstellungszeichnung für die BoP und weiterer Komponenten (Ausdehnungsbehälter Sekundarkreislauf, Speicheranschluss und Überlaufbehälter) wurde entwickelt.

Es wurde eine Bodenanalyse bei der Firma Geosonda beauftragt. Anhand dieser Analyse wurde das Fundament der BoP und weiterer Komponenten wie Abblasbehälter und Rohrleitungsführung statisch bestimmt. Die Analyse hat ergeben, dass der Baugrund gut für eine „normale“ Gründung mit Bodenplatte geeignet ist.

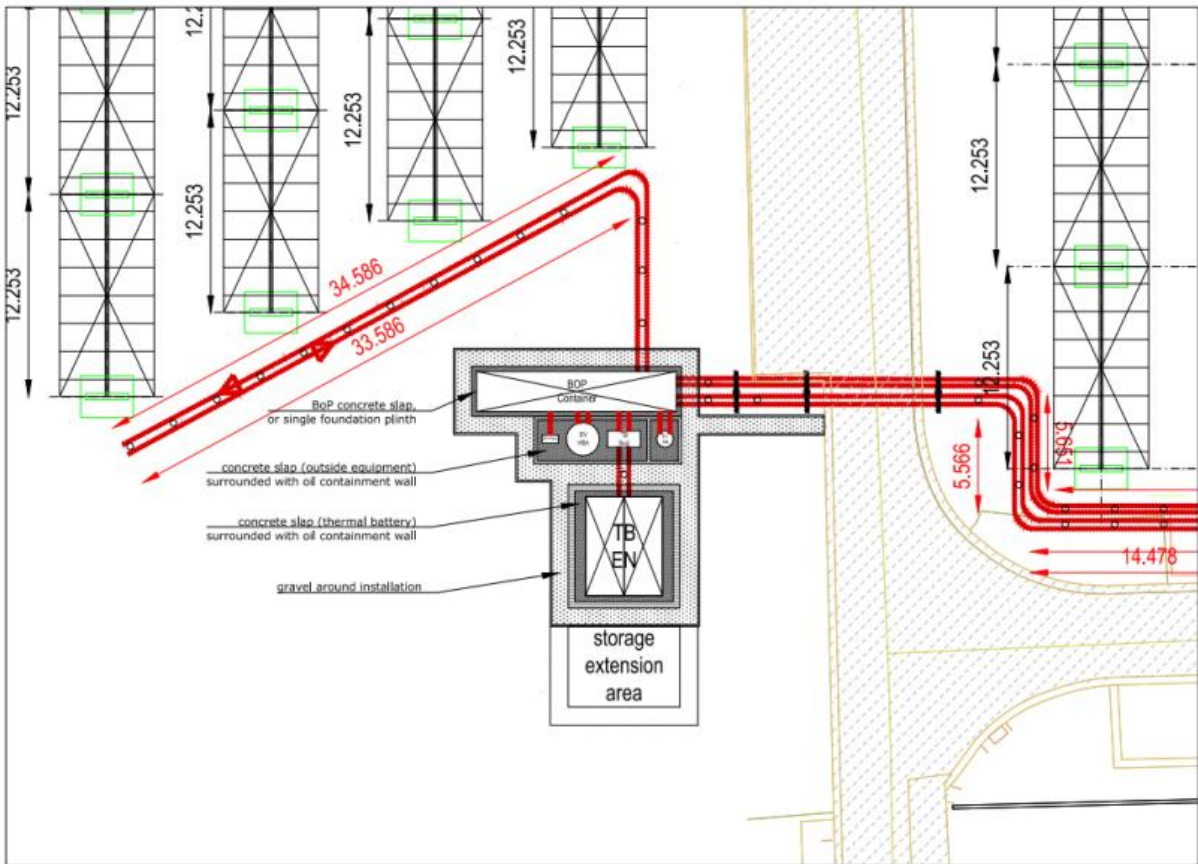


Abbildung 31: Entwurf Aufstellungsanordnung in der Vogelperspektive

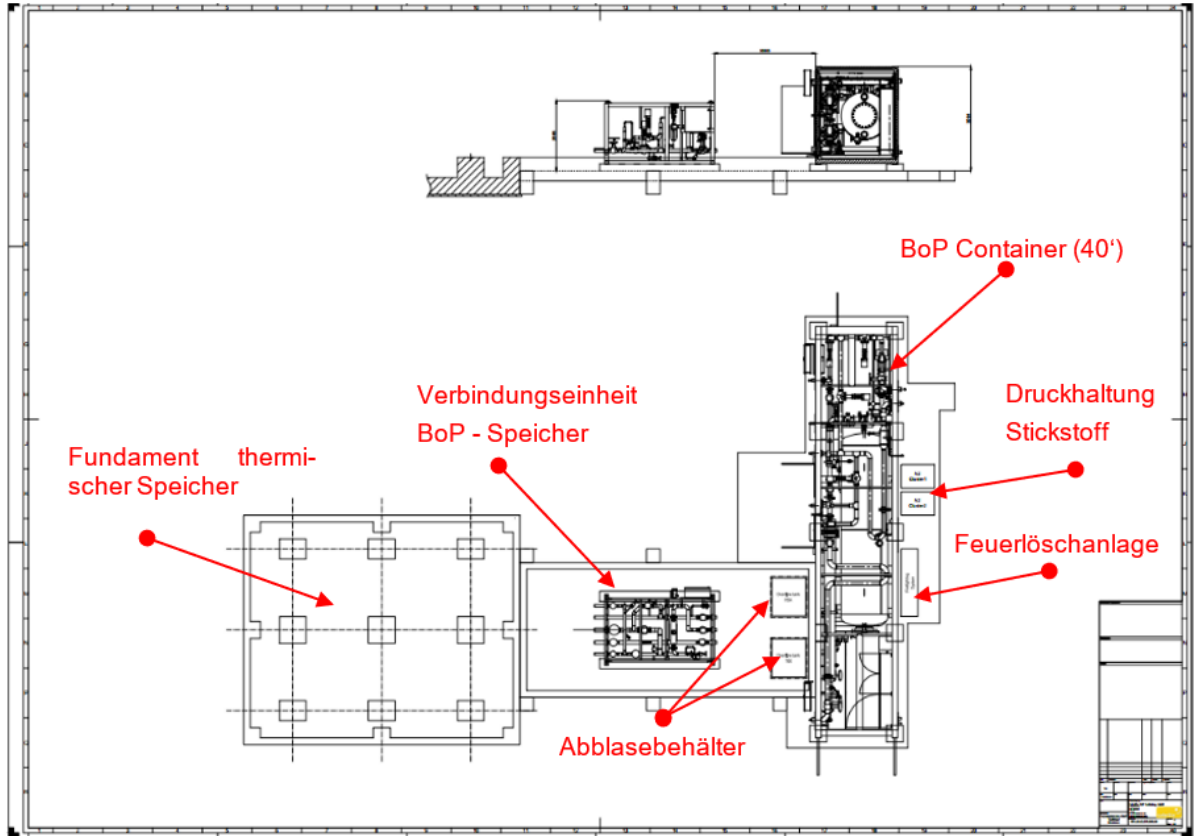


Abbildung 32: Entwurf Anordnung der Einzelteile in der BoP

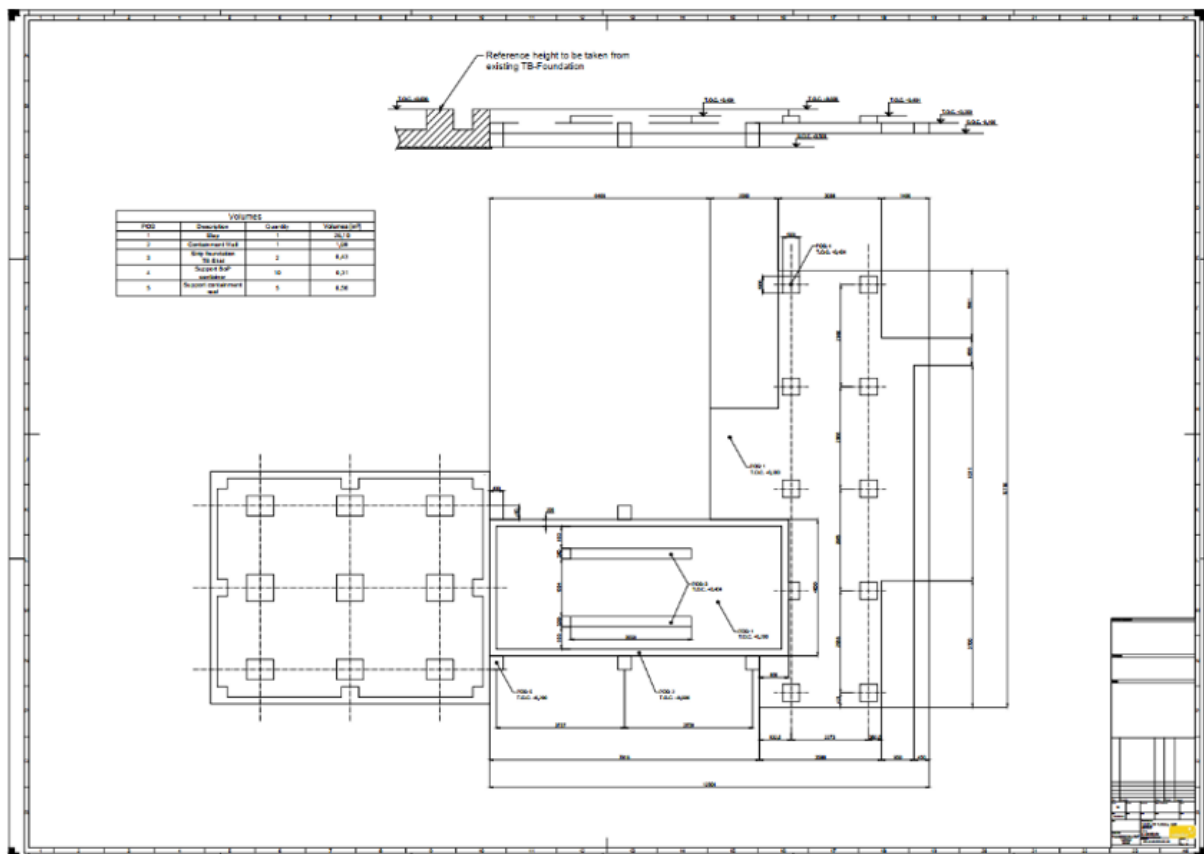


Abbildung 33: Entwurf des Fundaments

Ausarbeitung Schnittstellen Elektrotechnik BoP – Solarfeld:

Anhand der Netzwerk Topologie wurden alle kritischen elektrischen Komponenten bestimmt und ausgewählt. Diese wurden bereits beschafft und der Schaltschrank des Solarfeldes ausgelegt. Folgendes Bild zeigt den Schaltschrank in der Entwurfsplanung.

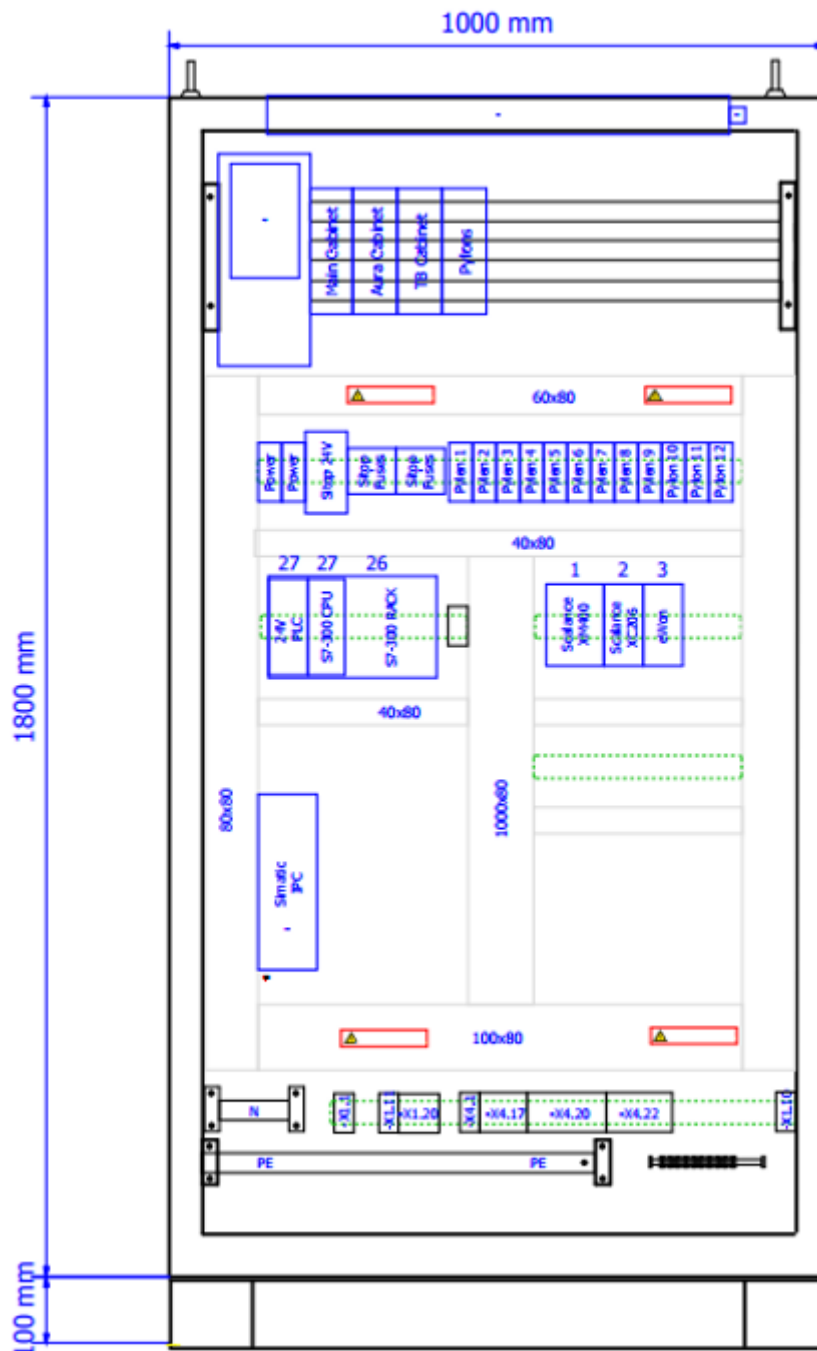


Abbildung 34: Entwurf des Schaltplans

Weiterhin wurde der Stromlaufplan für die weitere Auslegung der Kabelquerschnitte/-führung erstellt:

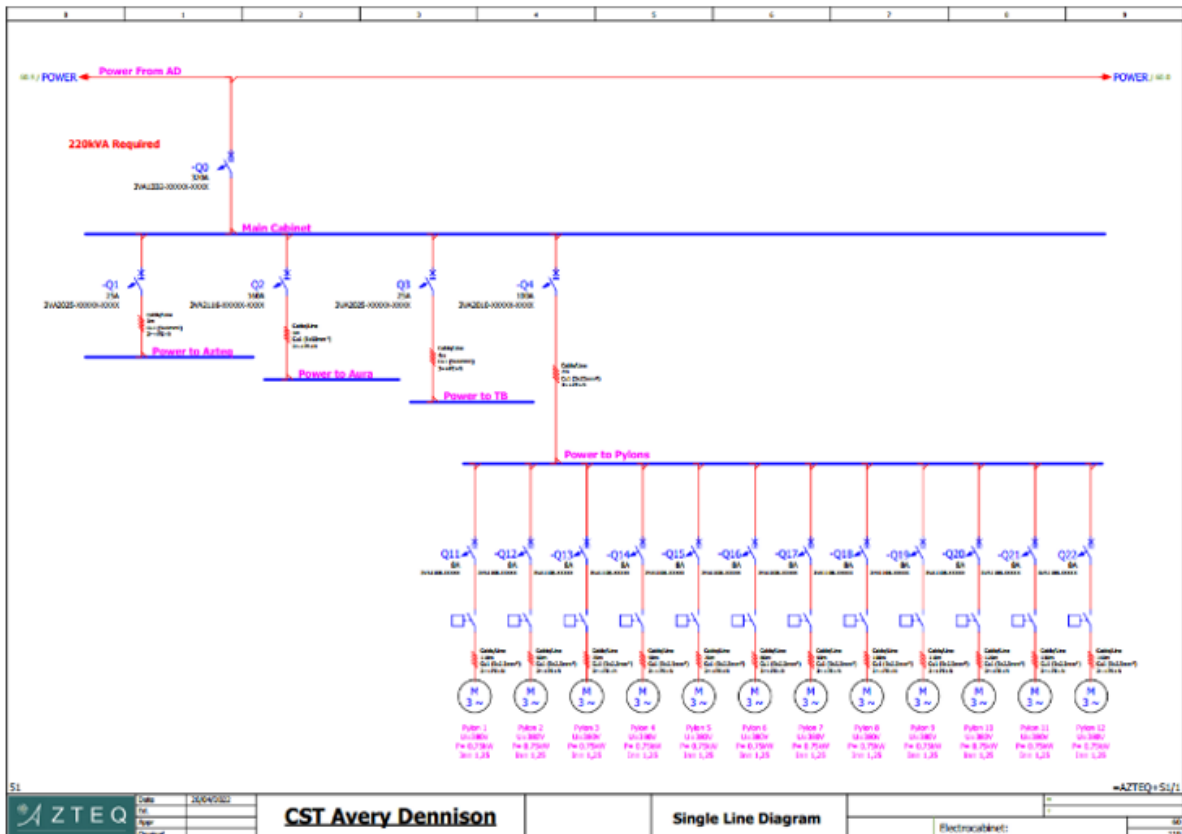


Abbildung 35: Stromlaufplan für die weitere Auslegung der Kabelquerschnitte/-führung

Die Anlage lässt sich grob in drei Kreisläufe einteilen: Der erste Kreislauf fließt durch das Solarfeld und gibt an den Wärmeübertragern seine Wärme an den zweiten Kreislauf ab, welcher die benötigte Prozesswärme an den Kunden liefert. Über einen dritten Kreislauf kann ein thermischer Speicher je nach Bedarf Be- und Entladen werden.

Das Solarfeld besteht aus drei identisch ausgestatteten Loops, welche parallel angeordnet sind. Die Loops können über Ventile zu- und abgeschaltet werden. Innerhalb der Loops werden Temperatur und Druck der Wärmeübertragungsflüssigkeit gemessen. Dabei werden die Loops in vier Temperaturabschnitte eingeteilt, wobei im letzten Temperaturabschnitt in Fließrichtung zusätzlich eine Temperaturschaltung vorgesehen ist. Am Ende der Loops wird der maximal mögliche Druck von 20 bar über ein Sicherheitsventil begrenzt. Weiterhin wird der Differenzdruck gemessen und über Durchsatz/Drehzahl-Regelung zwischen 0-0,6 bar eingestellt. Als Wärmeübertragungsflüssigkeit wird ein Thermoöl (HELISOL 5A) eingesetzt, dessen Betriebsbereich zwischen -40 - 425 °C liegt. Nach Durchfließen der Solarfeld-Loops wird das erwärmte Thermoöl in die BoP geleitet. Auch hier werden Temperatur und Druckdifferenz gemessen. Je nach geöffnetem Ventil fließt das Thermoöl entweder in den Ausgleichstank oder passiert die zwei Wärmeübertrager, über welche es seine Wärme an den zweiten mit Thermisol 66 betriebenen Kreislauf abgibt, bevor es wieder zurück in das Solarfeld geleitet wird. Zwischen den Wärmeübertragern befindet sich ein Sicherheitsventil, welches bei Überschreiten eines Maximaldruckes von 21 bar geöffnet wird, sodass das Thermoöl in einen Ablassbehälter fließt. Dieser wird über eine Füllstandregelung überwacht, sodass bei Überschreiten eines gewissen Füllstands ein Alarm ausgelöst wird. Die Flüssigkeit kann dann über ein Ventil abgelassen werden.

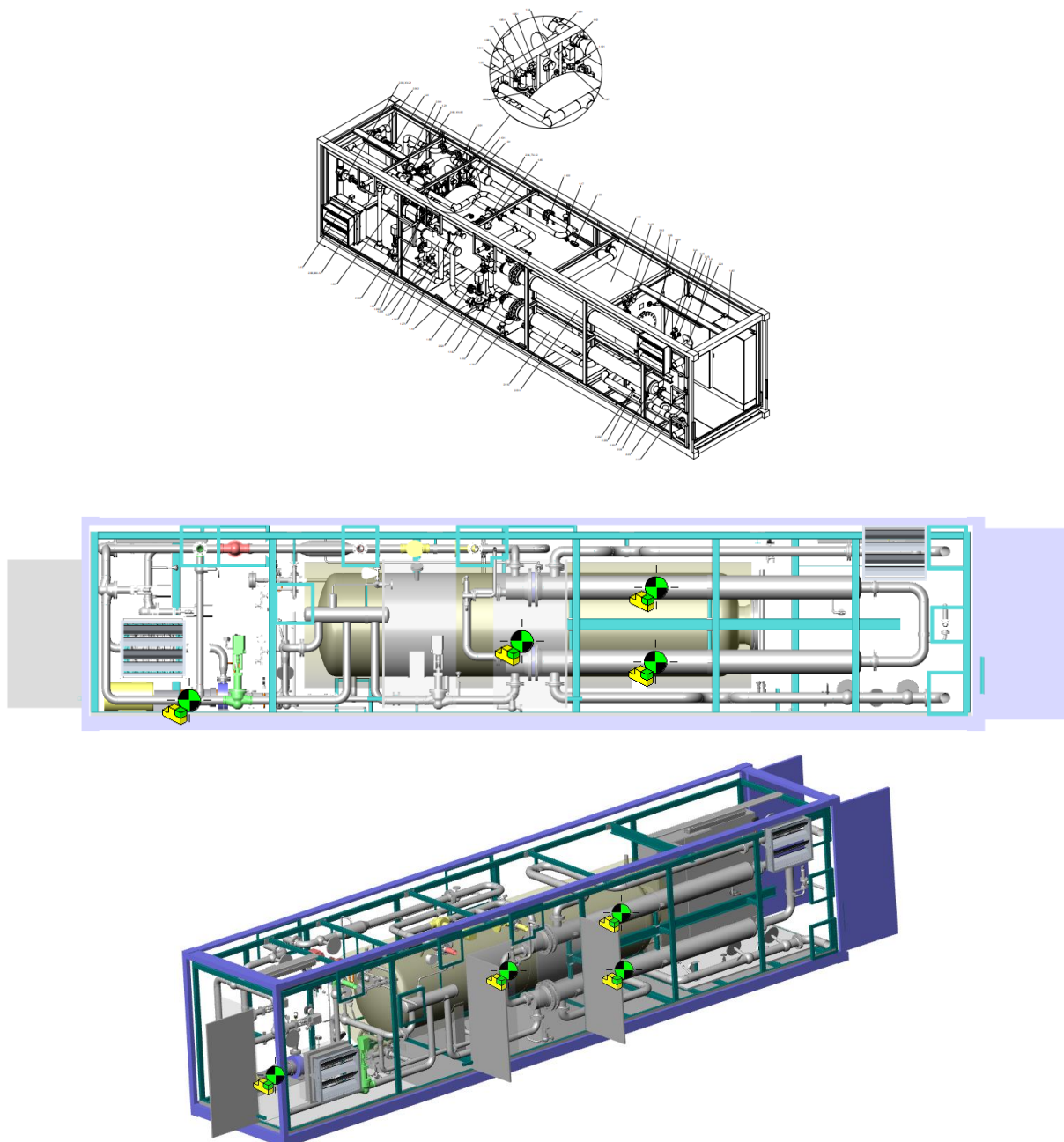
Im zweiten Kreislauf fließt Thermisol 66 zunächst mit 260°C in die BoP, wo es in den Wärmeübertragern auf maximal 305 °C erwärmt wird. Anschließend liefert es die Prozesswärme weiter an den Kunden. Ein Sicherheitsventil zwischen den beiden Wärmeübertragern begrenzt den maximal zulässigen Druck auf 6 bar, indem es das Thermoöl bei Überschreiten in einem

Ablassbehälter weiterleitet. Analog zum ersten Ablassbehälter findet auch hier eine Füllstandüberwachung statt, sodass das Thermoöl bei zu hohem Füllstand über ein Ventil abgelassen werden kann.

Die BoP verfügt über einen zusätzlichen thermischen Speicher. Dieser kann bei ausreichend thermischer Leistung des Solarfeldes aufgeladen werden. Bei Beladung des Speichers fließt das Thermoöl HELISOL 5A aus dem ersten Kreislauf über (5) in den thermischen Speicher und verlässt diesen über (6). Bei Entladung des thermischen Speichers fließt das Thermoöl von (7) in den ersten Kreislauf und wird über (6) wieder dem Speicher zugeführt.

Konstruktive Darstellung der Anlagen mit Dimensionen als 3D Darstellung

Als nächstes wurden die Komponenten einer BoP in einem Container angeordnet. Der recht große Ausdehnungsbehälter schränkte die Möglichkeiten verschiedener Konstellationen stark ein. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen das festgelegte Container- und BoP-Design für Betriebsumgebung 3.



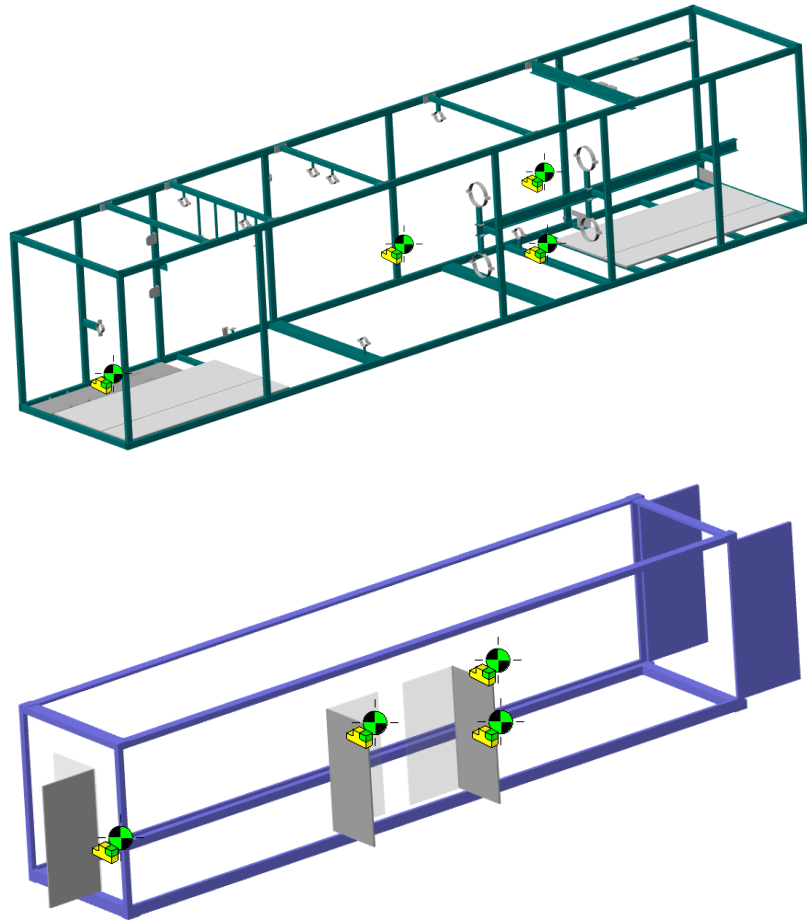


Abbildung 36: 3D-Entwurf der BoP im Container

3.4. AP 4 – Konstruktion und Fertigung der BoP

Da die Konstruktionen und Fertigungen der BoP 1 und 2 entfielen, wird in diesem Abschnitt ausschließlich die Konstruktion der BoP in der 3 Betriebsumgebung vorgestellt.

Im 2. Halbjahr 2022 wurde die BoP für die Betriebsumgebung 3 (Thermalöl, in Belgien) vollständig bei AURA gefertigt. Konstruktive Merkmale sind unter anderem die dickwandigen Rohre und großen Dehnungsbögen der Verrohrung, welche aufgrund der hohen Vorlaufemperatur von 400 °C und dem Auslegungsdruck von 21 bar notwendig sind. Wesentliche Fertigungsschritte waren die Fertigung des Rahmens, der Druckbehälter, der Verrohrung mit Einbau der Armaturen, die Modifikation des 40' HC-Standardcontainers mit Türen und Ausschnitten sowie die Isolierung und elektrische Verkabelung der gesamten Anlage. Die BoP wurde zum Großteil außerhalb des Containers gefertigt, da innerhalb des Containers aufgrund des geringen Platzangebots nur wenige Arbeiten durchgeführt werden können. Da Helisol 5A eine erheblich höhere Ausdehnung bei hohen als bei kalten Temperaturen hat, wurde ein großer Ausdehnungstank installiert, der ein hohes Volumen in der BoP benötigt. Einige der genannten Fertigungsschritte wurden parallelisiert, um die Gesamtfertigungszeit zu verkürzen.

Zunächst wurde auf Basis der erstellten Fertigungszeichnungen das benötigte Rahmenmaterial (Vierkantrohr 100x100 mm) zugeschnitten. Dieses wurde dann miteinander verschweißt um den tragenden Grundrahmen zu erhalten. Daran schloss sich dann der Einbau der 100 mm hohen Tropfwanne an. Diese besteht aus mehreren einzelnen gekanteten Stahlblechen mit einer Stärke von 4 mm welche miteinander verschweißt werden und an den Rahmen angeschweißt wird. Danach wurden kleinere Rahmenelemente angebaut, welche z.B. notwendig sind um Rohrleitungen daran zu befestigen.

Parallel hierzu wurde die Modifikation des Containers durchgeführt. Hierzu wurden nacheinander mit einem Trennschneider alle erforderlichen Ausschnitte in die Seitenwände des Containers hergestellt. Da die Tragkraft des Containers durch die Ausschnitte stark reduziert wird, wurden dann Versteifungsbleche angeschweißt, welche das Seitenblech des Containers wieder stabilisieren. Im Fall der Türen wurde der Türrahmen als ganzes Element eingeschweißt. Für die Lüftungsöffnungen wurde je ein Rechteckflansch benötigt um später die Jalousien anschrauben zu können. Dieser wurde aus Stahlblech mittels schneiden, bohren und schweißen zunächst hergestellt bevor er an den Container angesetzt wurde.

Als Druckbehälter sind der Ausdehnungsbehälter und die beiden Wärmetauscher vorhanden, diese wurden unabhängig von Rahmen & Container hergestellt. Da der Ausdehnungsbehälter aufgrund des Dampfdrucks von Helisol 5A eine hohe Wandstärke benötigt (16 mm) und hierbei sehr aufwändige Schweißnähte durchzuführen sind, wurde der zylindrische Behältermantel ebenso wie das notwendige Mannloch zugekauft. In den Behältermantel sind bereits die erforderlichen Löcher eingebrannt, in die dann die Stützen (Rohrleitungsstück mit Flansch) bei AURA eingeschweißt wurden. Für die Wärmetauscher wird aus dünnem Edelstahlrohr mittels Biegen ein U-Rohr Bündel hergestellt. Die Einzelrohre werden in Leitbleche eingefädelt und dann in den Wärmetauscher-Mantel eingeschoben. Für die Druckbehälter folgte eine Druckprobe in allen Druck beaufschlagten Räumen.

Der Rohrleitungsbau besteht insbesondere aus den Arbeitsschritten Zuschneiden, Vorrichten und Schweißen.

Nach dem Abschluss des Rohrleitungsbaus werden die Rohrleitungen und andere Baugruppen nach Bedarf lackiert. Daran schließt sich dann die Montage von Instrumentierung an, gefolgt von der Verkabelung der gesamten Anlage. Abschließend wurde die Isolierung angebracht und danach die so fertiggestellte Anlage in den Container eingeschoben. Im Anschluss wurden dann letzte Arbeiten, wie das Verkabeln der Beleuchtung im Container fertiggestellt.



Abbildung 37: Container



Abbildung 38: Rohrleitungen



Abbildung 39: selbsttragender Rahmen und BoP

Die BoP wurde daher auf einen selbsttragenden Rahmen aufgebaut und dann mit Hilfe von Kränen und Gabelstaplern in den Container eingebracht.



Abbildung 40: Transport des Rahmens und BoP mithilfe eines Krahn

Nachdem der Rahmen in den Container eingebracht wurde, konnte die BoP fertiggestellt werden. Hierzu wurde z.B. die Verkabelung der Lüftungsjalousien, welche direkt an den Container angebaut sind, mit dem innenliegenden Schaltschrank durchgeführt. Auch Not-Halt Taster wurden so angebunden um im Gefahrenfall eine Abschaltung der Anlage durchführen zu können, ohne den Container betreten zu müssen.

3.5. AP 5 – Definition der In-Situ Tests der BoP

Aufbauend auf Arbeitspaket 2 „AP2 – Analyse des Standes der Technik und Grobkonzept für die Standardisierung der BOP“ wurden in Arbeitspaket 5 „AP 5 – Definition der In-Situ Tests der BoP“ die Prüfungsanforderungen und die Prüfkriterien, für eine standardisierte BoP festgelegt und in einen standardisierten Prüfplan für die Inbetriebnahme und den Betrieb der BoP überführt.

Dabei wurden sowohl die Anforderungen welche sich aus den innerhalb AP2 definierten Funktionsmodulen, deren Komponenten und zugehörigen Klassendefinitionen hinsichtlich Druckstufe (PN), Rohrdurchmesser (DN), sowie der Klassifizierung der Anlagenleistung als auch Anforderungen, welche z.B. aus variablem Lastprofile, variabler Kollektorleistung, dem Regelungsverhalten der BoP resultieren, etc. ergeben, berücksichtigt.

Diese Markt-, Anwendungs- und Bereitstellungsanforderungen wurden ermittelt und aufbauend darauf die erforderlichen Prüfungen definiert sowie Prüfabläufe beschrieben.

Dabei wurde unterschieden in Prüfungen, welche gefahrlos in-situ durchgeführt werden können bzw. aufgrund von z.B. sicherheitsrelevanter Aspekte in der Vorfertigung der BoP einzuplanen sind.

Erforderliche Festlegungen zur Instrumentierung wurden im Arbeitspaket 3 „AP 3 – Detailplanung der BoP“ behandelt.

Die Programmierung der Auswertung der Daten sowie die entsprechende Datenerhebung der BoP-Module unter den vordefinierten Randbedingungen erfolgt organisatorisch in AP 6.

Die Auswertung und Analyse der Testergebnisse erfolgen in AP 7.

3.5.1. Festlegen der Markt-, Anwendungs- und Bereitstellungsanforderungen

Zum Erreichen der Zielstellung „Definition von Prüfparametern sowie der Erstellung standardisierter Prüfabläufe“ ist es erforderlich die Markt-, Anwendungs- und Bereitstellungsanforderungen unter Berücksichtigung der Anforderungen aus technischen Regelwerken, nationalen und internationalen Normen und Richtlinien, zu erfassen.

Die allgemeinen Anforderungen zur Auslegung und Konstruktion einer standardisierten BoP wurden bereits in AP2 „AP2 – Analyse des Standes der Technik und Grobkonzept für die Standardisierung der BOP“ dargestellt.

Im Kontext von AP5 „AP 5 – Definition der In-Situ Tests der BoP“ der Erstellung standardisierter Prüfabläufe wurden die Markt-, Anwendungs- und Bereitstellungsanforderungen hinsichtlich daraus resultierender Prüfungsanforderungen berücksichtigt. Gemeint sind hierbei Anforderungen an technische Eigenschaften der BoP, wie z.B. Grenzen, Mindestanforderungen an die Stabilität von Druck, Temperatur, Leistung, Effizienz oder Durchfluss, deren Einhaltung nachgewiesen werden muss, sowie Anforderungen, die sich aus gesetzlichen Vorschriften, Verordnungen oder technischen Richtlinien und Normen ergeben und für die ggf. spezifisch einzuhaltende Kennwerte, Konformitätskriterien oder ganze Nachweisverfahren festgelegt sind. Letztere resultieren in der Regel vor allem aus Aspekten der Betriebssicherheit. Ein Beispiel hierfür wären die Anforderungen der sogenannten Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU zur „Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Druckgeräten auf dem Markt“. Diese regelt rechtsverbindlich die Anforderungen an Druckgeräte und Baugruppen in Abhängigkeit von Druck und Volumen (bei Rohrleitungen anhand des Nenndurchmessers DN), der Fluidgruppe und des Aggregatzustandes. Eine Herausforderung bei der Berücksichtigung von Anforderungen, welche sich aus gesetzlichen Vorschriften, Verordnungen oder technischen Richtlinien und Standards ergeben ist, dass diese vom Ort der Installation abhängig sind. Da die geplanten Installationsorte der Demonstrationsanlagen in Europa und Nordamerika liegen, wurden daher Anforderungen des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR) sowie des Nordamerikanischen und Mexikanischen Wirtschaftsraum (USMAC) berücksichtigt. Die Betrachtung weiterer regionaler Anforderungen erscheint im Kontext der Definition standardisierter Prüfabläufe zu kleinteilig und ist im Einzelfall zu ergänzen.

Der Zeitpunkt der Prüfung stellt ein weiteres zu berücksichtigendes Kriterium dar, welches auch den Herstellerwunsch aus AP2 möglichst viele der Prüfungen vor Auslieferung der BoP an deren Bestimmungsort durchzuführen adressiert. Dieser kann sowohl aus technischen Gründen relevant sein (z.B. können sich Prüfung auf einzelne Komponenten, Bauteilen oder die Gesamtanlage beziehen), hat aber auch einen wesentlichen logistischen Einfluss. Für manche Prüfungen ist möglicherweise eine besondere Infrastruktur oder spezielle Geräte notwendig, die nicht überall verfügbar oder schwierig zu transportieren sind. Gleichzeitig sind ggf. bei der Prüfung auftretende Probleme meist einfacher, schneller und kostengünstiger zu beheben, wenn der Prüfgegenstand sich noch am Produktionsstandort befindet und keine Aufwände für die Bereitstellung von Ersatzteilen oder Werkzeugen oder Reisekosten für Monteure entstehen.

Auch zu berücksichtigen ist die vertragliche Konstellation. Ist der Anlagenersteller beispielsweise auch Betreiber der Anlage und tritt gegenüber dem Kunden als Wärmelieferant auf, sind im Rahmen der Inbetriebnahme möglicherweise weniger Prüfnachweise zu erbringen, als wenn die Anlage schlüsselfertig zum Betrieb durch den Kunden übergeben wird.

Dies zeigt, dass die Anforderungen sehr vielfältig sind und der Bedarf an Nachweisen zur Erfüllung bestimmter Anforderungen eng mit der jeweiligen Projektkonstellation zusammenhängt.

Eine ausführliche Dokumentation der spezifischen Anforderungen für die innerhalb des Projekts erstellten BoPs der Demoanlagen ist AP 3 – Detailplanung der BoP, enthalten.

3.5.2. Anforderungen aus Regelwerken

Wie bereits innerhalb AP2 beschrieben sind Anforderungen aus Normen und Richtlinien im Projekts Modulus sowohl im Kontext der Standardisierung der Hydraulik (AP2) als auch im Kontext der Definition der Prüfungsanforderungen (AP5) relevant.

Ergänzend zu den Ausführungen in AP2, Kapitel 3.2, wurden innerhalb AP5 die relevanten Normen und Richtlinien hinsichtlich derer Prüfungsanforderungen behandelt, mit dem Ziel der Definition von Prüfparametern sowie die Erstellung standardisierter Prüfabläufe.

Die wichtigsten Aspekte aus diesen Normen und Richtlinien hinsichtlich der Prüfungsanforderungen an eine BoP sind für den EWR sowie den USMAC in den folgenden Abschnitten dargestellt.

3.5.2.1. Technische Regelwerke im EWR

CE-Kennzeichnung

Für die CE-Kennzeichnung gelten die allgemeinen Grundsätze gemäß Artikel 30 der Verordnung (EG) Nr. 765/2008. Sie ist ausschließlich auf Grundlage harmonisierter technischer Spezifikationen möglich. Zu berücksichtigende Prüfkriterien ergeben sich indirekt aus der Forderung der Konformitätsbewertung von Druckgeräten nach der 4.1.2 Druckgeräterichtlinie (DGLR) 2014/68/EU.

Druckgeräterichtlinie (DGLR) 2014/68/EU

Die allgemeinen Anforderungen der Druckgeräterichtlinie (DGLR) 2014/68/EU sowie die Vorgehensweise bei der sicherheitsrelevanten Kategorisierung von Druckgeräten wurden innerhalb AP2, Kapitel 3.2.4.1 beschrieben. Auf Grundlage der beispielhaften Kategorisierung aus AP2 eines druckbeaufschlagten Ausrüstungsteils mit/ohne Sicherheitsfunktion sind im Kontext der Erstellung der Prüfplanung insbesondere die Module A2, B, E1, F, und G der DGLR relevant. Die genauen Anforderungen aus den einzelnen Modulen können der Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU, Anhang III entnommen werden. Eine vollumfängliche Darstellung aller Prüfpfade für alle Ausrüstungsteile der BoP ist im Rahmen dieses Berichts nicht möglich. Bei der Aufstellung der Prüfpläne, siehe Kapitel 3.5.3, wird daher lediglich allgemein auf die DGLR verwiesen. Die spezifischen Anforderungen sind für die jeweilige konstruktive Auslegung der BoP festzulegen. Für die innerhalb des Projekts Modulus betrachteten Leistungsklassen von 0,5 bis 5 MW sowie die Fluidgruppe 1 kann im Allgemeinen von einer Klassifizierung ausgegangen werden, welche eine Konformitätsbewertung nach einem der o.g. Module erforderlich macht. DIN EN 60204-1 VDE 0113-1: Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen

Die DIN EN 60204-1 VDE 0113-1 enthält Anforderungen und Empfehlungen für die elektrische Ausrüstung von Maschinen zur Unterstützung der Sicherheit für Personen und Anlagen, der Erhaltung der Funktionsfähigkeit sowie der Erleichterung von Betrieb und Instandhaltung.

Nach eingehender Recherche wird davon ausgegangen, dass der Nachweis der Einhaltung und Anwendung der DIN EN 60204-1 VDE 0113-1 nicht eindeutig verpflichtend vorgeschrieben ist. Dennoch ist ihre Einhaltung in Europa indirekt gefordert, z.B. durch die Referenzierung in der Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU oder auch der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG und auch in anderen Märkten wird die Einhaltung der entsprechenden internationalen IEC 60204-1 oft gefordert. Die Rechtsprechung scheint den Nachweis der Einhaltung dieses Regelwerkes als Einhaltung der Sorgfaltspflicht zu interpretieren und damit die Abgrenzung zu möglicherweise fahrlässigem Handeln zu ermöglichen. Sie wird deshalb im Kontext dieses Projektes als verpflichtende Anforderung betrachtet, wenngleich eine juristische Beurteilung dieses Sachverhalts nicht im Kompetenzbereich des Projektkonsortiums liegt.

3.5.2.2. Technische Regelwerke im USMAC

ASME-Normen

Die Konstruktion des vorliegenden solarthermischen Kollektors für die Betriebsumgebung 1 basiert auf US-amerikanischen ASME (American Society of Mechanical Engineers) Normen, die eine Einhaltung der mexikanischen Normen gewährleisten.

Wie bereits unter AP 2 eingeführt gehören die ASME-Normen neben den in Europa gängigen ISO-Normen zu den wichtigsten Normen für Druckgeräte weltweit. Da ASME-Komponenten in Europa weniger verbreitet und häufig auch teurer sind, wurde mit Aura besprochen, ob eine ASME-Konformität auch bei Verwendung einzelner ISO-Komponenten möglich ist. Nach der Aussage von Experten bei Aura ist dies möglich, muss aber im Einzelfall geprüft werden. Zudem sind die Flanschmaße von ISO und ASME-Komponenten nicht kompatibel. Für die Demoplanlage der Betriebsumgebung 1 wurde daher entschieden, soweit möglich ASME-Komponenten zu verwenden und die Verwendung von ISO-Komponenten nur im Ausnahmefall in Betracht zu ziehen.

Die Druckgeräte der Betriebsumgebung 1 wurden auf der Grundlage der ASME-Normen (Class 150) ausgelegt. Diese Norm für Flansche der Klasse 150, definiert in **ASME B16.5**, regelt die Abmessungen und Druck-Temperatur-Bewertungen für Rohrflansche von 1/2" bis 24". Nach der Erfahrung von Aura ist für den Kollektor als Dampferzeuger incl. aller Komponenten zwischen den beiden nächstgelegenen Absperrventilen zum Kollektoreintritt und Austritt die Norm **ASME B31.1** (Power Piping Code) anzuwenden, welcher sich mit der Konstruktion, dem Bau, der Inspektion und der Instandhaltung von Kraftwerksrohrleitungen befasst und die Mindestanforderungen für Rohrleitungssysteme festlegt, die in verschiedenen Einrichtungen wie Kraftwerken, Industrieanlagen und Fernwärme- und Kälteanlagen verwendet werden. Für alle andere Komponenten einschließlich des gesamten BoP Containers gilt die **ASME 31.3** (Process Piping Code). Diese enthält umfassende Regeln und Richtlinien für die Auslegung, den Bau und die Wartung von Rohrleitungssystemen in verschiedenen Industrieanlagen und deckt eine Vielzahl von Aspekten ab. Darunter die Materialauswahl, die Konstruktion, die Fertigung, die Montage, die Prüfung, die Inspektion und Test. Ventile, Armaturen und Flansche erfordern, nach Aussagen von Aura, ein ASME-Zertifikat. Für Rohrleitungen wird allerdings erst ab einem Nenndurchmesser von 6" ein Berechnungsvorgehen zur Wandstärkenberechnung definiert. Aura greift daher auf die deutsche Normvorgaben der AD2000 zurück, um die Mindestwandstärke zu berechnen und wählt dann die nächstgrößere ASME-Rohrleitung. Auch kann Aura kein formales Dokument zur ASME-Konformität ausstellen, hat aber zugesichert ein informelles Dokument auszuhändigen, das die Konformität nach ASME B31.3 Class 150 bestätigt.

NOM-020-STPS-2011

Für die Betriebsumgebung 1 sind die offiziellen mexikanischen Normen (NOM) anzuwenden. Die Zulassung eines Druckgerätes ist in der NOM-020-STPS-2011 beschrieben. Die NOM-020-STPS-2011 ist eine mexikanische Norm, die Sicherheitsanforderungen für den Betrieb von u.a. Druckbehältern, Dampferzeugern und Kesseln an Arbeitsplätzen festlegt. Ihr Ziel ist es, Risiken für Arbeitnehmer und Schäden an den Anlagen zu vermeiden. Die Norm gilt für alle Arbeitsplätze, an denen solche Geräte betrieben werden. Die Genehmigung für den Betrieb der Anlage wird vom Sekretariat für Arbeit und soziale Sicherheit (Secretaría del Trabajo y Previsión Social) nach Prüfung des Antrags und einem Kontrollbesuch erteilt.

NOM-001-SEDE-2012

Das elektrische System der Betriebsumgebung 1 wurde gemäß NOM-001-SEDE-2012 konzipiert. Weitere Normen wie NOM-029-STPS, NOM-022-STPS und NOM-026-STPS wurden ebenfalls berücksichtigt.

AREI-Anforderungen

Aufgrund belgischer Anforderungen ist, zusätzlich zu den vor Auslieferung durchzuführenden elektrischen Prüfungen, eine Prüfung der elektrischen Sicherheit der BoP nach den AREI-Anforderungen (Allgemeine Bauordnung Elektrische Anlagen) durch eine akkreditierte Prüfstelle vor Ort notwendig. Gegenstand dieser Prüfung ist vor allem eine Erdungsprüfung.

3.5.3. Aufstellen der Prüfläufe

Aus bereits genannten Gründen ist es nicht möglich allgemeingültige Prüfabläufe aufzustellen, die für jedes Projekt in jedem Zielmarkt ausreichend sind. Dazu sind die weltweiten Anforderungen und auch die Projektumstände zu vielfältig. Ziel ist es hier deshalb, einen Prüfablauf zu definieren, der alle Anforderungen, an die im Rahmen dieses Projektes realisierten SHIP-Anlagen, abdeckt. Dieser kann als Guideline für SHIP-Projekte im europäischen Markt verstanden werden.

In Bezug auf die Definition von Prüfparametern sowie die Erstellung standardisierter Prüfabläufe, welche gefahrlos in-situ durchgeführt werden können bzw. aufgrund z.B. sicherheitsrelevanter Aspekte in der Vorfertigung der BoP einzuplanen sind, ergeben sich die in Tabelle 12 gelisteten Prüf Aspekte, welche im Folgenden, anhand der projektspezifischen Betriebsumgebungen, näher beschrieben werden.

Tabelle 12: Prüf Aspekte einer BoP zu verschiedenen Zeitpunkten

Zeitpunkt	Prüf Aspekt
Vor Auslieferung der BoP	Druckprüfung der BoP
	Elektrische Sicherheitsprüfung der BoP
	I-/O-Check der BoP
Cold-Commissioning	Druckprüfung BoP + Solarfeld
	Elektrische Sicherheitsprüfung der BoP + Solarfeld
	I-/O-Check der BoP + Solarfeld
	Prüfung der Datenübertragung
	Prüfung der Not-Aus Einrichtungen
Hot – Commissioning	Anlagenverhalten bei Überschreitung der max. Grenztemperatur
	Anlagenverhalten bei Unterschreitung des Mindestdurchflusses im Primärkreislauf
	Anlagenverhalten bei Überschreitung des max. Designdrucks
	Prüfung des An- und Abfahrvorgangs
	Prüfung der Einkopplung in den Kundenprozess
	Prüfung der Temperaturregelung im Automatikbetrieb
	Prüfung der Speicher Be- und Entladung
Im laufenden Betrieb	Stabilität der im Sekundärkreislauf eingekoppelten Temperatur

3.5.4. Funktions- und Sicherheitsprüfungen

Druckprüfung

Es ist sowohl eine Druckprüfung der BoP vor deren Auslieferung an den Bestimmungsort als auch eine Druckprüfung innerhalb des „Cold-Commissionings“ gemeinsam an Solarfeld und

BoP durchzuführen. Die Prüfparameter sowie die Anforderungen an die zu verwendende Sensorik ergeben sich aus den o.g. Normen und Richtlinien.

Beispielhaft kann hier die Klassifizierung und Prüfung der BoP für die Betriebsumgebung Turnhout nach der DGRL angeführt werden. Zu prüfen waren vier Druckgeräte im Lieferumfang der BoP:

1. Wärmetauscher 1 (Aura Pos. 2.511)
2. Wärmetauscher 2 (Aura Pos. 2.512), identisch zu #1
3. Rohrleitungssystem (alle Helisol-Leitungen)
4. Ausdehnungsbehälter

Alle vier Druckgeräte verfügen über eine eigene EU-Konformitätserklärung. Folgende Prüfungen wurden vor der Auslieferung an den Bestimmungsort durchgeführt

1. Wärmetauscher 1, Wärmetauscher 2 und Rohrleitungssystem
 - a. 100 % VT (Sichtprüfung der Schweißnähte)
 - b. Prüfe Materialzeugnisse der drucktragenden Teile
 - c. Druckprobe

2. Ausdehnungsbehälter
 - a. 100 % VT (Sichtprüfung der Schweißnähte)
 - b. ca. 2 % RT (Röntgen-Prüfung der Schweißnähte)
 - c. Prüfe Materialzeugnisse der drucktragenden Teile
 - d. Druckprobe

Für das Beispiel Rohrleitungssystem wurde, unter Berücksichtigung der Fluidgruppe 1, wie folgt kategorisiert und daraus die Prüfparameter abgeleitet:

Tabelle 13: Kategorisierte Prüfparameter

Betriebsparameter	Grenzwert
Max. Fluidtemperatur	390 °C
Max. Betriebsdruck	21 bar(g)
Rohrleitungsdurchmesser	DN200
Medium flüssig aber Dampfdruck bei max. Temperatur	> 0,5 bar

Damit ergibt sich gem. Diagramm 6 aus Anhang II der DGRL die Klassifizierung nach **Kategorie III**:

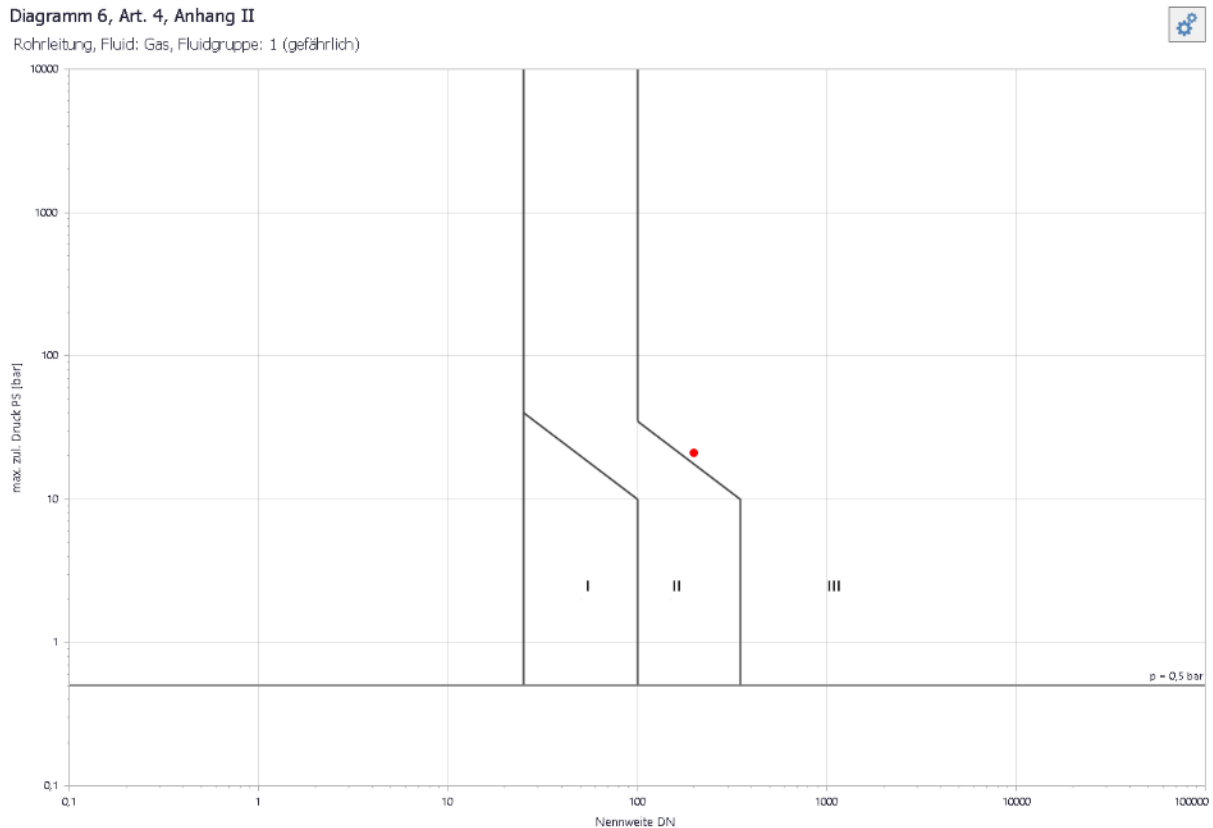


Abbildung 41: Klassifizierung nach Kategorie III

Der Prüfdruck ergibt sich allgemein aus dem Auslegungsdruck zzgl. eines Korrekturfaktors der sich aus der Abschwächung der Festigkeit des Stahls zwischen Prüftemperatur und Auslegungstemperatur ergibt. Im vorliegenden Fall ergab sich ein Prüfdruck von 55 bar. Beispiel mit fiktiven, aber realistischen Werten: Falls der Stahl bei Prüftemperatur (20 °C) eine Steckgrenze von 235 MPa hätte und bei 390 °C nur noch 100 MPa hätte, so müsste der Prüfdruck dem 2,35-fachen des Auslegungsdrucks entsprechen.

Die zur Druckprüfung eingesetzten Messgeräte müssen einer Standardunsicherheit kleiner 5 % des Endwerts (EW) entsprechen. Montage- und Installationshinweise des Sensorherstellers sind zu beachten

Die Prüfungen sind von einer zugelassenen Überwachungsstelle (ZÜS) oder einer zur Prüfung befähigten Person (befP) durchzuführen. Der Projektpartner AURA verfügt über eine solche Zertifizierung und führt die Prüfungen an seinen Geräten eigenverantwortlich durch. Im Rahmen des Projektes wurde die Erfüllung der Anforderungen aus der Druckgeräterichtlinie anhand des AD2000-Regelwerkes nachgewiesen. Das AD 2000-Regelwerk ist ein deutsches Regelwerk für Druckgeräte, das die Anforderungen der europäischen Druckgeräterichtlinie (DGRL) konkretisiert und präzisiert. Es wird von verschiedenen Verbänden getragen und von einem Großteil der deutschen Industrie unterstützt und weiterentwickelt. Das Regelwerk dient der Gewährleistung der Betriebssicherheit von Druckgeräten und umfasst Merkblätter, die sowohl die Anforderungen der DGRL als auch nationale Regelwerke wie EN 13445 und EN 13480 berücksichtigen.

Elektrische Sicherheitsprüfung

Die elektrische Sicherheitsprüfung dient im Allgemeinen dem Nachweis der der Betriebssicherheit der Anlage und ist sowohl an der einzelnen BoP vor deren Auslieferung an den Bestimmungsort als auch an Solarfeld und BoP innerhalb des „Cold-Commissionings“ durchzuführen. Die Prüfparameter sowie die Anforderungen an die zu verwendende Sensorik ergeben sich aus den o.g. Normen und Richtlinien.

Am Beispiel der im Projekt umgesetzten BoP für die Betriebsumgebung Turnhout wurden die Schaltschränke der BoP auf der Grundlage der Anforderungen aus DIN EN 61439-1 und -2 gebaut und die elektrische Sicherheit vor Auslieferung nach DIN EN 60204-1: Elektrische Prüfung für elektrische Ausrüstung von Maschinen geprüft. Der vom Hersteller des Kollektorfeldes zugelieferte Schaltschrank zur Steuerung der Gesamtanlage wird zwar, aus Gründen der Zugänglichkeit, schon bei der Erstmontage der BoP mit eingebaut, ist aber nicht Gegenstand der Prüfung und wird erst am finalen Standort elektrisch angeschlossen. Da die Spannungsversorgung des BoP-Schaltschranks im fertig verbauten Zustand über den Schaltschrank des Kollektorfeldes kommt, ist für die Prüfungen eine provisorische Spannungsversorgung erforderlich. Gegenstand der Sicherheitsprüfung nach DIN EN 60204-1 ist im Wesentlichen die Prüfung des Schutzleitersystems, der Isolationswiderstände sowie der Not-Aus-Schalter.

I/O-Check

Der I/O-Check stellt die Funktion der Sensoren, Aktoren sowie der Kommunikationsschnittstellen sicher und ist sowohl an der einzelnen BoP vor deren Auslieferung an den Bestimmungsort als auch an Solarfeld und BoP innerhalb des „Cold-Commissionings“ durchzuführen.

Um eine störungsfreie Inbetriebnahme zu ermöglichen, werden alle verbauten Sensoren und Aktoren einer Funktionsprüfung unterzogen bzw. geprüft, ob sie plausible Signale ausgeben. Die Anforderungen sind dabei stark von den Betriebsbedingungen sowie der konstruktiven Auslegung der BoP abhängig und daher individuell zu definieren.

Am Beispiel der für Turnhout fertiggestellten BoP zeigte sich, dass die Funktionalität des Signalflusses zwischen den BoP und der übergeordneten Regelung der Gesamtanlage, zum Zeitpunkt vor Auslieferung der BoP noch nicht vollumfänglich getestet werden konnte, da die Reaktion bestimmter Aktoren abhängig von Informationen des Solarfelds ist. Abhilfe kann hier die Erzeugung künstlicher Sensorsignale schaffen, um z.B. einen Pumpenausfall im laufenden Betrieb zu simulieren. Wichtig ist, dass die Schnittstelle und die Kommunikationsprotokolle zwischen dem Hersteller der BoP und den Herstellern der Solarfelder im Vorfeld abgestimmt und genau definiert werden, wie in AP3 beschrieben. Während des Cold-Commissionings müssen die Sensorsignale mit Hilfe einer analogen Signalprüfung bewertet werden. Hierbei sind alle Aktoren im Kollektorfeld und der BoP einzeln auf ihre Genauigkeit und Stabilität zu prüfen. Das Kollektorfeld und die BoP befinden sich dabei im manuellen Modus, um Funktionalitäten wie das Anfahren der Pumpe, das Öffnen und Schließen von Ventilen prüfen zu können.

Neben der Überprüfung der Reaktion der Aktoren auf bestimmte Signale wie z.B. die Überschreitung von Grenzwerten ist auch die ordnungsgemäße Übertragung der Daten über Ethernet/VPN sicherzustellen. Dies beinhaltet u.a. die Funktionsprüfung und Inbetriebnahme des User-Interface sowie die Funktionsprüfung der Anbindung an übergeordnete Systeme zur Betriebsdatenerfassung, Qualitätskontrolle und Visualisierung.

Ein weiterer sicherheitsrelevanter Teil des I/O-Checks besteht in der Prüfung des Anlagenverhaltens während des Hot-Commissionings, welcher den Funktionstest der Sensoren, Aktoren, Sicherheitstechnik, Automatiksequenzen im Realbetrieb darstellt oder simuliert. Um bei diesen Prüfungen von äußeren Bedingungen unabhängig zu sein sowie aus sicherheitstechnischen Gründen wird empfohlen die Reaktion des Systems durch Anpassung der Grenzwerte sowie künstlich erzeugte Sensorsignale herbeizuführen.. Beispiele hierfür sind das Herabsetzen der Grenzfluidtemperatur zur Defokussierung der Kollektoren, das Erzeugen eines künstlichen Einstrahlungssignal zur Herbeiführung des An- oder Abfahrvorgangs, das Erzeugen eines künstlichen Windsignal zur Prüfung der Sicherheitskette, usw.

Prüfung der Einkopplung in den Kundenprozess

Die Prüfung der Einkopplung des Solarfelds und der BoP in den Kundenprozess ist während des Hot-Commissionings durchzuführen und dient der Überprüfung, ob die vom Prozessbetreiber geforderten Temperaturen primärseitig eingehalten werden können. Durchzuführen ist diese Prüfung seitens des Solarfeldherstellers bzw. Betreibers der Anlage. Die Prüfung besteht i.d.R. aus Messungen über mehrere Tage und Anpassung der Regelungsparameter, um die geforderten Zielwerte zu erreichen, ist sehr projektspezifisch und schwer zu standardisieren.

Prüfung der Temperaturregelung im Automatikbetrieb

Die Prüfung der Temperaturregelung im Automatikbetrieb ist während des Hot-Commissionings durchzuführen und dient der Überprüfung, ob die Regelstrategien wie geplant automatisch ausgeführt werden. Es sind unterschiedliche Szenarien wie z.B. die Speicherbefüllung, Volumenstromänderung, Teildefokussierung, etc. zu beachten. Die Beobachtungen im Betrieb sowie der Abgleich mit vorgesehener Regelstrategie dient der Justage der Regelparameter und stellt einen iterativen Prozess dar (überschneidet sich teilweise mit Einkopplungsprozess). Die Kontrolle des Regelverhaltens ist sehr anlagenspezifisch und schwer zu standardisieren.

Prüfung der Speicher Be- und Entladung

Die Prüfung der Speicher Be- und Entladung ist während des Hot-Commissionings durchzuführen und dient der Überprüfung, ob der Speicher durchströmt wird, wenn die Grenztemperatur am Wärmeübertrager überschritten wird bzw., ob der Beladevorgang bei Unterschreiten der Grenztemperatur stoppt. Die Prüfung ist seitens des Solarfeldhersteller bzw. des Anlagenbetreibers durchzuführen. Zur ersten Kontrolle des Regelverhaltens kann eine künstliche Überhöhung der Temperatur herbeigeführt werden. Abschließende Prüfungen sind im laufenden Betrieb durchzuführen.

Bilanzierung der Wärmemengen

Die Bilanzierung der an den Prozess übertragenen Wärmemengen erfolgt im laufenden Betrieb der Anlage. Dazu werden, sowohl primär- und sekundärseitig die Fluidtemperaturen sowie die Durchflussmengen am Wärmeübertrager gemessen. Für die Temperaturmessung wird empfohlen PT100 Sensoren der Klasse B, in Vierleiteranschluss zu verwenden. Bei der Durchflussmessung zeigt sich, dass in der Anlagentechnik oft günstige Blendenmessungen eingesetzt werden, deren Genauigkeit für die energetische Bilanzierung mindestens zu überprüfen ist. Empfohlen wird der Einsatz von Magnetisch-Induktiven Durchflussmessern bzw. Coriolis-Massendurchflussmesser. Letztere sind zu bevorzugen, da sie keine zusätzliche Temperaturmessstelle zur Umrechnung des Volumenstroms in den Massenstrom benötigen und so eine weitere Fehlerquelle eliminieren.

3.5.5. Festlegen der notwendigen Anforderungen an die Instrumentierung, Programmierung

Die notwendigen Anforderungen an die Instrumentierung zur Prüfung der BoP sowie die Bilanzierung der Wärmemengen sind, gemeinsam mit den Prüfungsanforderungen, in Kapitel 3.5.4 Funktions- und Sicherheitsprüfungen beschrieben. Die Anforderungen an die Instrumentierung, also die Messtechnik zur Durchführung der Funktions- und Sicherheitsprüfungen hängen dabei stark von spezifischen Bedingungen wie z.B. der Klassifizierung der BoP nach der Druckgeräterichtlinie ab. Anforderungen wie z.B. die Messgenauigkeit von Drucksensoren sind den geforderten Prüfmodulen der entsprechenden Kategorisierung zu entnehmen. Zusätzlich wurde in dem IEA Task 68 Efficient Solar District Heating Systems [10], unter Mitwirkung des Fraunhofer ISE, der Bericht RB1: Efficient Data Management and Validation erstellt. Dieser Bericht präzisiert die Anforderungen an die erforderlichen Daten, listet empfohlene Messungen auf und erörtert notwendige Metainformationen, insbesondere im Kontext der Bilanzierung der Wärmemengen. Darüber hinaus enthält der Bericht Empfehlungen für die Programmierung,

also die Datenerfassung, die Datenverteilung, die Datenspeicherung sowie die Datenvalidierung. Hinsichtlich der Datenerfassung werden bspw. Empfehlungen für die Abtastrate, die Kodierung und die Formatierung bei der Datenprotokollierung gegeben. Die Datenverteilung zeigt bewährte Beispiele für Architekturen zur Erfassung und Verteilung von Messdaten auf. Im Kontext der Datenspeicherung werden gängige Datenspeichertechnologien aufgezeigt und deren Vor- und Nachteile diskutiert und die Datenvalidierung zeigt gängige Datenvalidierungsverfahren auf, die auf solarthermische Daten angewendet werden können, und verweist auf Open-Source-Implementierungen, sofern verfügbar

3.5.6. Programmierung der Auswertung der Daten

Die Signale werden standardmäßig geloggt und täglich für eine automatisierte Auswertung an Cloud übermittelt, sodass für die Auswertung immer tagesaktuell die Messungen zur Verfügung stehen. Für die Auswertung der Daten kann ein Skript in Matlab oder Python verwendet werden, mit welchem die Daten automatisiert ausgewertet werden können. Dabei sollte das Skript auch in der Lage sein, die Plausibilität der Messsignale zu überprüfen und einzelne ungültige Ausgaben der Messgeräte (wie -99) zu erkennen und zu entfernen. Es sind weiterhin Berechnungen zur Überwachung der Leistung über eine Bilanzierung der Wärmemengen zu implementieren. Als mögliche Ursachen für eine Abweichung der berechneten Wärmemengen sollten Effekte wie Verschmutzung der Spiegel, Trackingfehler oder auch eine Alterung des Wärmeträgermediums, was zu einem falsch berechneten Massenstrom führen kann, berücksichtigt werden.

3.6. AP 6 – Aufbau, Test und Validierung der BoP in relevanter Umgebung

Nach dem Bau der BoP bei AURA wurde sie am Standort Turnhout, Belgien bei der Firma Avery Dennison aufgebaut. Die BoP integriert ein Solarfeld und einen Speicher und verbindet sie mit dem Verbraucher. In Abbildung 42 ist die Umgebung der BoP dargestellt. Das Solarfeld besteht aus Parabolrinnenkollektoren vom Typ SL5770 (auch HYT6000 genannt) mit einer Aperturbreite von 5,77 m und einer Aperturlänge von 12 m pro Modul, die angepasst an die verfügbare Fläche in 3 Loops (Schleifen) unterschiedlicher Länge angeordnet sind. Die Anlage hat eine thermische Leistung von ca. 2,5 MW, die von 12 Parabolrinnenkollektoren unterschiedlicher Länge mit einer Gesamtaperturfläche von 5540 m² bereitgestellt wird. Die maximale Betriebstemperatur des Systems liegt bei 390 °C. Die erzeugte Wärme wird mit einer Temperatur zwischen 260 °C und 305 °C an den Wärmekreislauf des Kunden geliefert. Als Wärmeträgermedium wird auf der Kundenseite der BoP Mineralöl verwendet, während auf der Solarfeldseite Silikonöl zum Einsatz kommt. Da der Wärmebedarf auf der Verbraucherseite schwankt und meist unter 1,8 MW liegt, wird die überschüssige Wärme in einen Betonspeicher mit einer Wärmekapazität von 4,5 MWh übertragen. Höhere Temperaturen als 305°C werden erzeugt, wenn der Speicher geladen wird.



Abbildung 42: Solarfeld, BoP und thermischer Speicher der gebauten Betriebsumgebung 3 (Foto: Avery Dennison)

3.6.1. Transport, Zollformalitäten, Logistik vor Ort, Erstellen der Fundamente

Nach dem Bau der BoP bei AURA wurde sie per LKW zum Aufbauort transportiert. Damit der Transport und der anschließende Aufbau möglichst reibungsfrei ablaufen, wurde die BoP bereits im Werk des Herstellers zunächst auf einem Rahmen aufgebaut und dann in einen Container geschoben.



Abbildung 43: BoP wird nach der Montage in den Container geschoben (Foto: AURA)

Die Vorderseite der BoP besitzt eine übliche Containertür. Damit Komponenten wie beispielsweise Ventile auch im Containerdesign zugänglich bleiben, wurden an der Rückseite und an einer Seite weitere Türen verbaut. Zudem gibt es Öffnungen für die Belüftung, Ablassventile, Stickstoffzufuhr und der Rohrleitungen von Primär- und Sekundärkreislauf. Für den Landtransport sind die zusätzlichen Öffnungen unproblematisch und können bereits im Werk installiert werden. Bei einer Verschiffung sind solche Öffnungen jedoch nicht erlaubt und müssen nachträglich eingebaut/ausgeschnitten werden.



Abbildung 44: BoP-Container wird an Aufstellort verladen

Bei der hier gezeigten BoP wurde der Transport mit einem LWK durchgeführt, sodass die Öffnungen bereits beim Hersteller eingebaut werden konnten. Für die Fundamente der BoP wurde ein Flachbettfundament gegossen. Darauf steht die BoP erhöht, sodass sie bei starkem Regen nicht geflutet wird.

3.6.2. Anschluss der Medienversorgung

Der Schaltschrank 2 wurde bereits bei AURA für den Stromanschluss vorbereitet. Zur Anbindung der Rohrleitungen wurden Flansche gelegt. Die Datenanbindung war in Schaltschrank 2 bereits vorbereitet, sodass lediglich ein Datenkabel für die Internetverbindung angeschlossen werden musste. Weiterhin wurden Sensorik aus dem Solarfeld und dem Speicher angeschlossen. Auch die digitale und elektrische Verbindung der Kollektorantriebe wurden im Schaltschrank 2 angeschlossen.

Die Messgeräte für Temperaturen und Volumenstrom des Verbraucherkreislaufs wurden bereits an den Ein- und Ausgängen der Rohrleitung innerhalb der BoP bei AURA installiert.

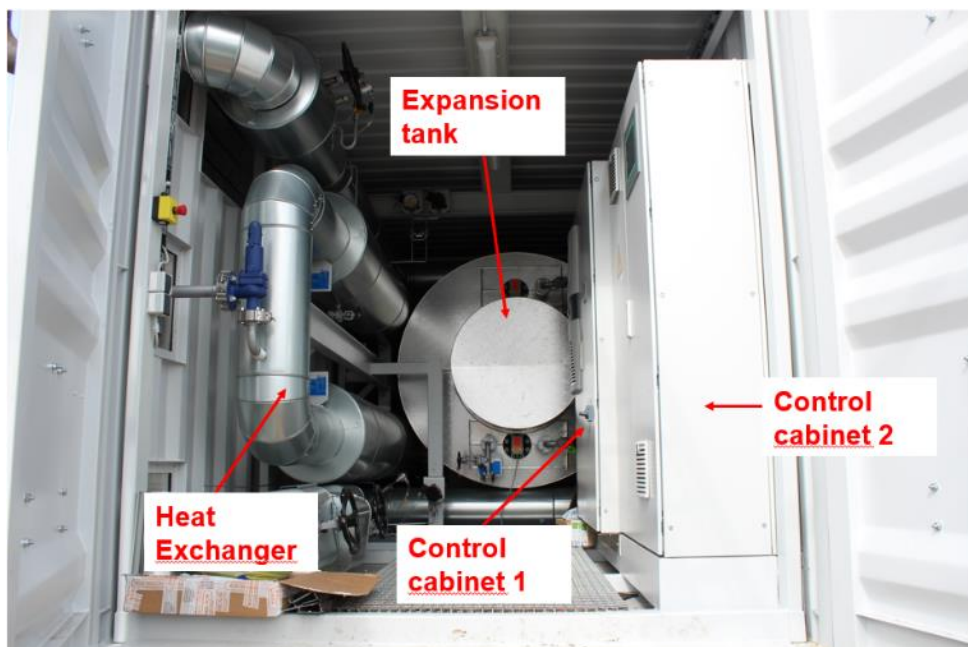


Abbildung 45: Blick in auf die geöffnete Vorderseite der BoP

Vor Ort mussten die Rohrleitungen zum Primär- und Sekundärkreislauf angeschlossen werden. Weiterhin wurden die Ablassleitungen montiert. Auch eine Löscheinheit (siehe Abbildung 46) wurde an der BoP angeschlossen.



Abbildung 46: Löscheinheit an der BoP

3.6.3. Lieferung der Steuerung inklusive SPS, SCADA und Programmierung

Nach dem im Abschnitt 3.2.4.2 dargestellten Standardkonzept einer BoP wurden hier zwei Schaltschränke verbaut. Der Schaltplan hierfür wurde bereits in Abschnitt 3.3.3 vorgestellt. Der Schaltschrank vom BoP-Hersteller enthält hier alle Verbindungen zu Sensoren und Aktoren.

Die elektrisch verdrahtete Sicherheitstemperaturbegrenzung wurde an jedem Kollektorfeldausgang angebracht, da dort die höchsten Temperaturen in der Anlage zu erwarten sind. Hier wird auf Übertemperatur kontrolliert, sodass die Kollektoren rechtzeitig aus dem Fokus nach Osten gedreht werden und die Pumpe ausgeschaltet wird.

Die Programmierung der Leittechnik wurde auf die BoP zugeschnitten. Dabei lag zu Beginn bereits ein Standardteil der Programmierung vor, welcher über einen iterativen Prozess während der Inbetriebnahme weiter ergänzt wurde. Die Leittechnik des Solarfeldes sowie die Steuerung und Regelung der Komponenten in der BoP wurden zusammen mit dem Gesamtsystem programmiert. Die Leittechnik des Verbrauchers ist nicht in der Programmierung enthalten. Die Regelung des Nutzerkreislaufes wird daher von Avery Dennison vorgegeben. Sobald eine Schwelltemperatur von 250 °C erreicht ist, wird der Wärmeübertrager auf der Sekundärseite vom Wärmeträgermedium durchströmt.

Zur Visualisierung und dem Loggen der Daten sowie zur Regelung des Solarfeldes, des Speichers und der BoP wurde die Software der Leittechnik eingerichtet. Die Hardware war bereits mit dem Schaltschrank zu Aura geliefert und dort eingebaut worden. Die Messwerte wurden soweit möglich auf ihre Plausibilität geprüft. Allerdings lässt sich bei einigen Messwerten erst bei Betrieb der Pumpe feststellen, ob sie plausibel sind, wie z.B. bei den Volumenstrommessungen. Diese zeigen erst wenn die Wärmeübertragung an den Temperatursensoren durch vorbeiströmendes Öl verbessert wird, halbwegs realistische Temperaturen an. Die nach außen über die Hülse und den Sensor selbst abgeführte Wärme haben dann weniger Einfluss. Dieser Effekt verstärkt sich mit steigenden Temperaturen, da bei größerem Temperaturgefälle mehr Wärme abgeführt wird. Weiterhin wurden Datenkabel für die Internetverbindung zwischen der BoP und dem Verbraucher verlegt.

In der Anlage sind Blendenmessungen zur Erfassung des Volumenstroms am Ende eines jeden Kollektorloops und vor den Wärmeübertragern im Primär- und Sekundärkreislauf eingebaut. Zum Speicher hin gibt es eine Coriolismessung. Blendenmessungen werden oftmals zur robusten und kosteneffizienten Messung industrieller Anlagen genutzt. Für den Anschluss an die Datenerfassung wurden vom BoP Hersteller die Signale für Druckdifferenz und Volumenstrom bereitgestellt. Die Berechnung erfolgt nach ISO 5167 und der Formel 3.

$$q_m = \frac{C}{\sqrt{1 - \beta^4}} \cdot \varepsilon \frac{\pi}{4} d^2 \cdot \sqrt{2\Delta p \rho_1}$$

Formel 3: Druckdifferenz

3.6.4. Befüllung, Testlauf, und Systemcheck

Vorbereitungen

Bei der Vorbereitung sind die Vorgaben des Lieferanten der BoP einzuhalten. Hierzu müssen u.a. die Transportsicherungen (z.B. an Füllstandsschaltern) entfernt werden. Die Inbetriebsetzung erfolgt zunächst im manuellen Modus, der neben dem automatischen in der Leittechnik einprogrammiert sein muss.

Befüllung Seite Solarfeld

Der Solarfeldkreislauf wurde im Februar 2023 mit dem Silikonöl Helisol 5a über einen Flansch am Ausdehnungsbehälter befüllt. Er beinhaltet den größten Teil der BoP mit Ausdehnungsgefäß und Leitungen sowie das Solarfeld. Da der Speicher noch nicht angeschlossen war, wurde dieser zunächst nicht befüllt, sondern erst nach Fertigstellung der Rohrleitungsanschlüsse.

Während der Befüllung wurde bereits an verschiedenen hochgelegenen Punkten entlüftet. Da die BoP niedriger liegt als die Rohrleitungen in den Kollektoren und auch niedriger als eine Rohrleitungsbrücke, wurde zunächst vor allem außerhalb der BoP entlüftet. Dabei wurde die Pumpe noch nicht betrieben.

In einem nächsten Schritt wurde der Ausdehnungsbehälter mit Stickstoff beaufschlagt, damit das Wärmeträgermedium alle Bereiche der Anlage erreicht. Die Leitungen zu den Differenzdruckmessungen an den Blendenmessungen wurden durch leichtes Öffnen der Verschraubungen entlüftet.

Nach der Befüllung wurden zunächst die Sensorsignale bei Betrieb der Pumpe, insbesondere der Durchflussmessungen, überprüft. In den folgenden Tagen wurde wiederkehrend, vor allem nach Druck- und Temperaturerhöhungen, nach Ölleckagen gesehen. Bei Start der Pumpe müssen die Druckmessungen zur Anzeige des Volumenstroms und des Drucks auf der Druck- und Saugseite der Pumpe zum Solarfeld ablesbar sein. Dies gilt auch für die Differenzdruckmessung, die den Druck vor und hinter dem Filter aufnimmt. Vor dem Start der Pumpe ist es erforderlich, einen ausreichend hohen Druck aufzubauen. Dieser lag während der Inbetriebnahmephase bei der Anlage in Turnhout bei ca. 4 bar. Weiterhin sind die Ventile in die richtige Stellung zu bringen, damit das Solarfeld durchflossen werden kann.

Da die Kollektoren nur bei Durchströmung fokussiert werden dürfen, musste zunächst sichergestellt werden, dass die Durchströmung stabil ist. Hiermit soll vermieden werden, dass bei unstabiler Durchströmung eine Beschädigung der Absorberrohre auftritt. Daher erfolgten zunächst einige Testläufe ohne Fokussierung, sodass der Wärmeträger kalt die Rohre durchströmte.

Bei den ersten Starts der Pumpe baute diese zunächst nur unregelmäßig Druck auf. Hier zeigte der Drucksensor auf der Drucksensor noch unregelmäßige Verläufe auf. Weiterhin trat ein Rauschen auf, welches vermuten ließ, dass Luft mitgepumpt wurde. Nachdem der Druck zu stark sank, wurde der Start der Pumpe nach kurzer Zeit abgebrochen, um eine Beschädigung der Pumpe zu vermeiden. Dieser Vorgang wurde mehrfach wiederholt. Dabei lief die Pumpe jeweils über einen Zeitraum in der Größenordnung von einer Minute.

Da die Pumpe auch nach mehreren Durchgängen nicht förderte, wurde der Filter überprüft. Dieser war jedoch nur geringfügig verschmutzt und daher nicht die Ursache für ausbleibenden Volumenstrom. Vor dem Öffnen des Filters sollte immer eine Dichtung bereitgehalten werden, da bereits verwendete Dichtungen nicht wieder eingebaut werden sollten.

Nach mehrfachem Pumpenstart und einer Erhöhung des Gesamtdrucks auf ca. 5 bar mittels weiterer Befüllung mit Stickstoff lief die Pumpe dann regelmäßig und baute Druck auf.

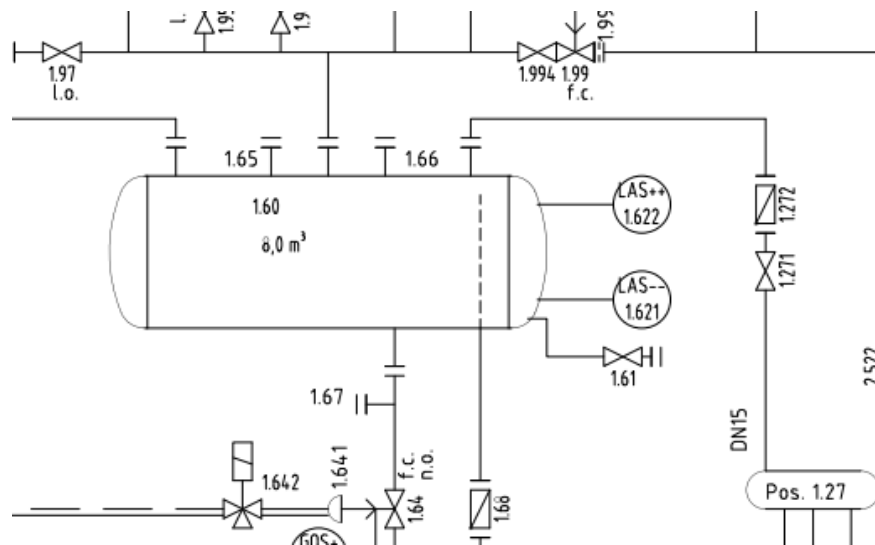


Abbildung 47: Ausschnitt aus dem R&I-Fließbild

In einem nächsten Schritt wurde der Kreislauf weiter entgast. Die Temperatur des Wärmeträgers wurde schrittweise erhöht, um das enthaltene Wasser zu verdampfen und leicht flüchtige Öle auszutreiben. Die Temperaturen wurden während der Tests mit Hilfe des Solarfelds erhöht. Der Vorgang ist also nur an sonnigen Stunden möglich.

Es wurde zunächst bei geringen Temperaturen zwischen 30 und 70°C entlüftet. Dazu wurde das Öl einige Stunden umgepumpt. Um die Luft aus dem System zu verdrängen, wurde das Gas aus dem Ausdehnungsbehälter entlassen und der Druck wieder mit Stickstoff auf den notwendigen Startdruck erhöht. Dieser Vorgang wurde mehrfach wiederholt. Die Gase werden vom Ausdehnungstank über ein Ventil in den Ablassbehälter außerhalb des Containers geführt, in dem mitgerissene Flüssigkeitsanteile abgeschieden werden, der wiederum an der Oberseite einen Ausgang hat, an dem die Gase nach außen geführt werden.

Zum Entgasen während der Inbetriebnahme wurde eine Rohrleitung mit dem Handventil geöffnet, die nur für den Zweck installiert wurde, einen Teil des Öls aus dem Solarfeld direkt in den Ausdehnungstank zu leiten, damit dort Gase aus dem Fluid austreten können. Gleichzeitig wurde der Kreislauf, der am Ausdehnungstank vorbeiführt, teilweise geschlossen, um den Volumenstrom in den Ausdehnungsbehälter zu erhöhen. Im Betrieb werden Gase in den Leitungen bei ausreichend schneller Durchströmung mit dem Öl mitgerissen und treten dann im Ausdehnungsbehälter aus oder im kleinen Beruhigungstank (Pos. 127) auf der Saugseite der Pumpe, von dem ein Abzweig über das Ventil 1.99 zum Ausdehnungstank führt.

Zur Entfernung von Wasser muss je nach vorherrschendem Druck in den Absorberrohren die zugehörige Sättigungstemperatur überschritten werden. Falls beispielsweise bis auf 1 bar Überdruck abgelassen wird, entspricht die Verdampfungstemperatur etwa 120°C. Daher wurde mehrfach bei ca. 150°C abgelassen.

Für dieses Verfahren ist es notwendig, die Temperatur im Ausdehnungstank zu kennen, den insbesondere dort müssen die Verdampfungstemperatur des Wassers überschritten werden. Falls keine Temperaturmessung im Tank eingebaut wurde, können hilfsweise Temperaturen der Flansche mit Infrarotmessung gemessen werden.

Zur Entfernung der leichtflüchtigen Stoffe gibt der Hersteller das Entgasungsverfahren vor, insbesondere bei welchen Temperaturstufen abgelassen werden soll.

Bei hohen Ablassgeschwindigkeiten wurde ein erheblicher Teil an Öl mitgerissen. Dies zeigte sich beim Ablassen bei 150°C und 200°C (Abbildung 48). Zwar wird der weitaus größte Teil im Ablassbehälter aufgefangen. Jedoch ist dabei auch eine erhebliche Menge aus dem oberen Ausgang des Ablassbehälters ausgetreten. Daher sollte der Volumenstrom nicht zu hoch liegen. Zudem sollte der Druck auch nicht zu weit entspannt werden, da auch dann leichter Öl mitgerissen wird.



Abbildung 48: Abblasen von Luft, Wasserdampf und Leichtgasen aus dem Helisol

Zum Schutz der Umwelt und des Betriebspersonals ist ein Filter sinnvoll, in dem die austretenden Gase absorbiert werden. Im Sicherheitsdatenblatt zu Helisol 5a ist dazu vermerkt: „Aerosolbildung vermeiden. Bei Aerosolbildung sind spezielle Schutzmaßnahmen (Absaugung, Atemschutz) erforderlich“.

Bei höheren Temperaturen ist es empfehlenswert, zunächst den Wärmeübertrager beim Abblasen zu umfahren, damit es nicht zu einer Erwärmung des Verbraucherkreislaufs kommt. Eine kontinuierliche Entlüftung des Mediums findet dann über den Beruhigungsbehälter statt.

Die Entgasung hat in diesem beschriebenen Fall über den Kurzschluss stattgefunden, sodass der Wärmeübertrager umfahren wurde. Sollte ein Kurzschluss nicht existieren, so muss gleichzeitig das Medium auf der Nutzerseite umgepumpt werden, damit es zu einer gleichmäßigen Temperaturerhöhung im Wärmeübertrager kommt. Eine einseitige Temperaturerhöhung ist zu vermeiden.

Befüllung Seite Nutzer

In der BoP sind nur kurze Leitungsabschnitte des Vor- und Rücklaufs zum Wärmeübertrager und in ihm selbst mit dem Wärmeträger zu befüllen. Wesentlich größere Mengen an Öl werden für die langen Vor- und Rücklaufleitungen von der BoP zum Einbindungspunkt benötigt. Hier wurde außerhalb der BoP in der Rohrleitungsbrücke entlüftet und auf dem Dach, wo die Leitung den am höchsten liegt.

3.6.5. Test der BoP-Module in der Anwendung: Funktionalität, Regelungsverhalten

Die elektrische Sicherheitsprüfung der BoP wurde nach den in Belgien geltenden Vorschriften von einem dafür zertifizierten Unternehmen durchgeführt. Nicht Teil der elektrischen Prüfung ist der I/O-Check und der BoP und des Solarfeldes. Der erfolgte allmählich während der Inbetriebnahme in Verbindung mit der Datenübertragung, nachdem die Leittechnik programmiert war. Da die Leittechnik auf die Anlage angepasst werden musste, gab es eine Reihe von Signalen die im Laufe der Inbetriebnahme eingerichtet wurden. Es hat sich gezeigt, dass die Daten vom Schaltschrank 1 sehr zuverlässig und wie geplant in den Schaltschrank 2 geflossen sind. Dies wurde bereits in der Fertigung bei Aura eingerichtet und geprüft.

Bei der Einrichtung der Volumenstromsignale aus den Blendenmessungen kam es jedoch zu nicht plausiblen Daten bei den ersten Tests mit strömendem Wärmeträgermedium. Das wird in Kapitel 3.6.7 erörtert. Zudem wurden Blendenmessungen im Solarfeld während der Inbetriebnahme beschädigt, möglicherweise durch Druckstöße auf die Messmembran. Sie wurden ersetzt.

Die Not-Aus Einrichtungen wurden überprüft. Die Pumpe des Primärkreislaufs wurde sofort gestoppt und die Kollektoren wurden in Richtung Osten gedreht.

3.6.6. Inbetriebnahme

Die Erwärmung von Solarfeld, BoP und Nutzerkreislauf muss möglichst gleichmäßig erfolgen. Dazu wird Solarfeldseitig der Wärmeübertrager von Beginn an beschickt sowie auch von der Nutzerseite. Die mit dem Verbraucherkreislauf verbundenen Prozesse erfordern eine Temperatur von ca. 270 °C oder höher; eine maximale Temperatur von 305 °C ist zulässig. Die Rohrleitungen zwischen der BoP und dem Verbraucherkreislauf im Werk sind ca. 200 Meter lang. Da die Rohrleitungen morgens abgekühlt sind, würde beim morgendlichen Start zunächst kaltes Medium aus der Rohrleitung zwischen dem BoP und dem Verbraucherkreislauf in den Verbraucherkreislauf und damit zu den Verbrauchern gepumpt werden. Die Verbraucher würden dann zu kalt werden und die Prozesse würden nicht mehr funktionieren. Es ist daher ratsam, die Rohrleitungen zunächst über eine Startleitung in der Nähe des Wärmeversorgungskreislaufs vorzuwärmen und dann, sobald die Zieltemperatur erreicht ist, die Wärmeträgerflüssigkeit in den Verbraucherkreislauf zu leiten (siehe Abbildung 49). So erfolgt es auch in der Anlage bei Avery Denison.

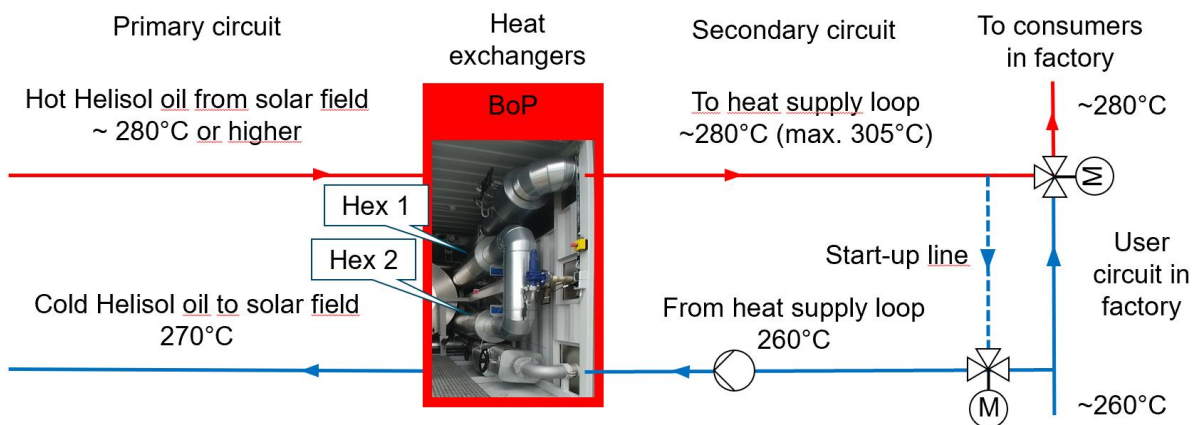


Abbildung 49: Anschluss von BoP an Verbraucherkreis

Ein erster Test der Wärmelieferung an den Nutzer fand am 23. August 2023 statt. Die Pumpen wurden im Solarfeldkreislauf und Verbraucherkreislauf im kalten Zustand gestartet. Für eine vorsichtige Annäherung an die geforderte Temperatur von ~270°C an den Verbraucher wurde nur ein Teil des Kollektorfeldes fokussiert. Nach Erreichen der Zieltemperatur wurde der Verbraucherkreislauf vom Kurzschlussbetrieb umgeschaltet, so dass die Wärme zu den Verbrauchern geflossen ist. Die Temperaturschwankung konnte bereits zu Beginn in einem für den Kunden akzeptablen Bereich gehalten werden. Die Schwankungen am Austritt des Wärmeübertragers zum Nutzerkreislauf haben ihre Ursache auch in Schwankungen der Temperaturen, die vom Nutzerkreislauf kommen. Bei diesem Test wurde ein ΔT von ca. 25 K zwischen HEX in und HEX out im Sekundärkreislauf gemessen (Abbildung 50).

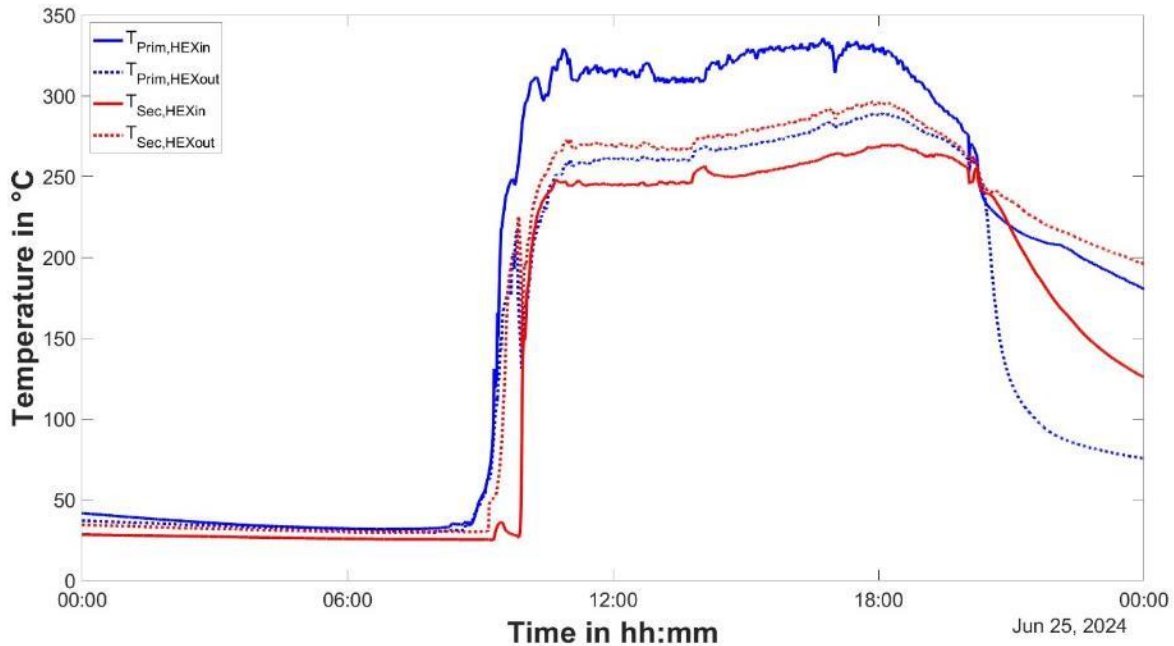


Abbildung 50: Erste Wärmelieferung an Avery Dennison im Teilbetrieb

3.6.7. Optimierung der BoP

Bei den ersten Tests mit Pumpenbetrieb konnte kaum ein ausreichender Druck durch die Pumpe aufgebaut werden. Es wurde festgestellt, dass der Nennvolumenstrom im Primärkreislauf nicht erreicht werden konnte. Der Grund dafür schien in Gasblasen zu liegen, die von der Pumpe angesaugt wurden. Diese wurden nicht ausreichend vom Abscheider in den Ausdehnungstank geführt.

Der Grund dafür liegt in der Anordnung des Abscheiders in Bezug auf den Ausdehnungsbehälter. Die Anordnung ist in Abbildung 51 dargestellt. Der Ölstand im Ausdehnungsbehälter und der Ölstand im Abscheider sind blau markiert. Abbildung 52 zeigt den Zustand gemäß Planung. Wenn das System stillsteht, z. B. über Nacht, gelangt das Gas aus dem Ausdehnungsgefäß in den Abscheider, sodass dieser nicht mehr mit Flüssigkeit gefüllt ist. Abbildung 53 zeigt den Zustand während der Inbetriebnahme. Die Pumpe saugt (teilweise) Gas an und kann keinen Druck mehr aufbauen.

Damit Gas abgeschieden werden kann, muss der Druck im Abscheider höher sein als im Ausgleichsbehälter. Dies ist jedoch nicht der Fall, da die Flüssigkeitssäule im Abscheider höher ist als im Ausgleichsbehälter. Da dies bereits in der Planung erkannt wurde, wurde eine Blende zwischen Entgasungsbehälter und Verbindungsleitung vom Ausdehnungsbehälter zur Zirkulationsleitung eingebaut, die einen Druckverlust erzeugt, sodass der Druck im Abscheider höher ist als im Ausgleichsbehälter. Die Druckdifferenz reicht jedoch nur bei einem hohen Nennvolumenstrom aus, der aber nicht erreicht werden konnte, da die Pumpe keinen hohen Volumenstrom wegen der Gasblasen aufgebaut hat. Das Problem lässt sich lösen, indem man den Ausdehnungsbehälter über dem Abscheider anbringt, was eine Standardanordnung ist. Dann strömt das Gas nach oben, ein Abscheider ist nicht erforderlich. Im Projekt sollte der Ausdehnungsbehälter jedoch im Container installiert werden, und der Abscheider konnte nicht tief genug oder unterhalb des Ausdehnungsbehälters positioniert werden.

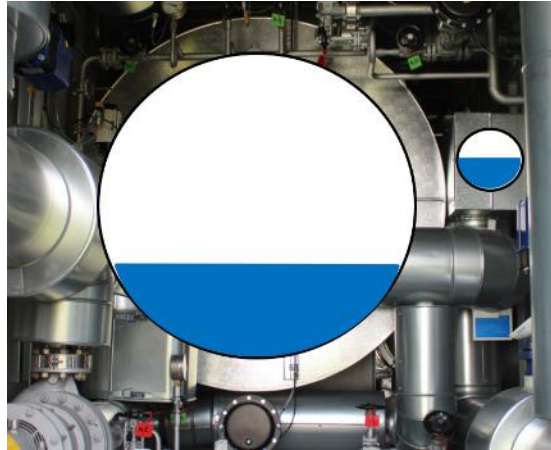


Abbildung 51: Flüssigkeitsstände im Ausgleichsbehälter (links) und im Gasabscheider (rechts)

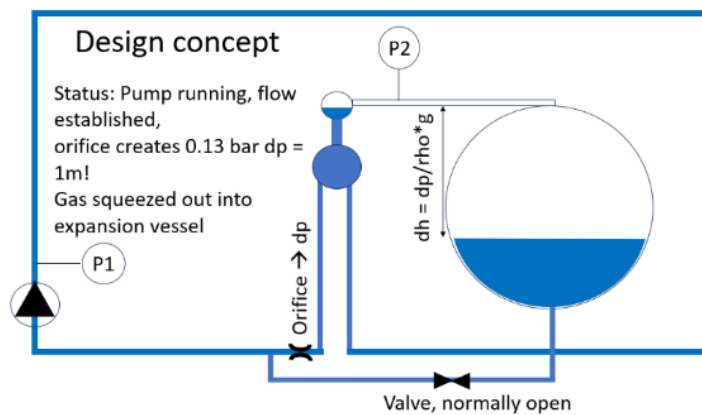


Abbildung 52: Zustand wie vorgesehen, Pumpenbetrieb mit festem Strom, Gas wird in den Abscheider gedrückt

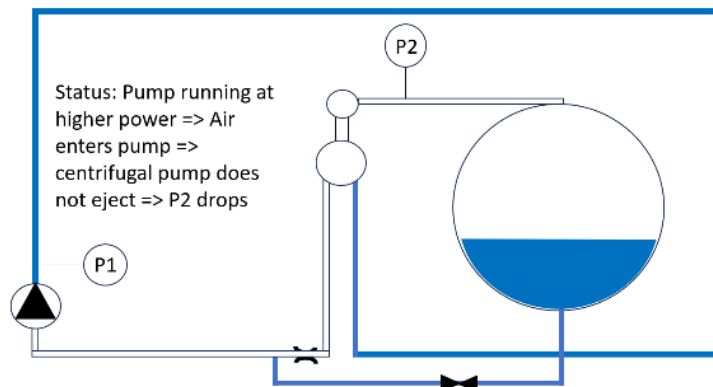


Abbildung 53: Zustand beim Start, Lufteintritt aufgrund von Gaseintritt aus dem Ausdehnungsgefäß in den Abscheider

Schließlich wurde die Leitung zwischen Entgaser und Ausdehnungstank geschlossen und vom Entgaser eine Leitung zum Abblasbehälter geführt, in dem Umgebungsdruck herrscht. Es besteht auch die Möglichkeit, dass Gas aus dem Ausdehnungsbehälter in eine höher gelegene Rohrleitungsbrücke fließt. Es gibt eine Leitung von der Zirkulationsleitung zum Heizen des Ausdehnungsbehälters (zum Auskochen von Restwasser während der Inbetriebnahme). Das dortige Ventil 1.1.7 ist zwar im Normalbetrieb geschlossen. Wenn dieses Ventil jedoch nicht gasdicht schließt, kann Stickstoff durch das Ventil in die Rohrbrücke aufsteigen und so von der Pumpe angesaugt werden.

Ein weiteres Thema, das während der Inbetriebnahme beobachtet wurde, waren Abweichungen bei den Temperaturmessungen, die thermodynamisch nicht erklärt werden konnten. Als Ursache werden unzureichend genaue Messungen vermutet. Da die Anlage Teil eines industriellen Systems ist, wurde das Messsystem eher auf Robustheit, Sicherheit und niedrige Kosten als auf Präzision ausgelegt. Wie in industriellen Umgebungen üblich, wurden Tauchhülsen verwendet. Diese wurden senkrecht in die Rohrleitungen eingesetzt, wobei die Schutzrohre weit aus der Isolierung herausragen, was zu einer Abkühlung an der Spitze des Schutzrohrs führt. Um dies zu beheben, können Temperaturmessungen an den Rohrbiegungen mit einer größeren Eintauchtiefe vorgenommen werden. Da es sich um PT-100 mit 2- oder 3-Leiter-Anschlüssen handelt, kann auch die Kabellänge der Verkabelung zu falschen Ergebnissen führen. Insbesondere lange 2-Leiter Leitungen sollten vermieden werden, wenn eine hohe Genauigkeit erforderlich ist. Die Genauigkeitsklasse und der Messwert auf der analogen Seite der SPS-Karte (speicherprogrammierbare Steuerung) beeinflussen ebenfalls die Genauigkeit. Während der Inbetriebnahme der Demo-BoP konnten bereits erste Erkenntnisse zu einem verbesserten Design zukünftiger BoPs abgeleitet werden:

- Eine bessere Zugänglichkeit der Sensoren, insbesondere solcher, die jährlich kalibriert werden müssen sollte gewährleistet werden
- Bessere Isolierung der Temperatursensoren: Die nach außen über die Hülse und den Sensor selbst abgeführte Wärme sollte durch eine bessere Isolierung verringert werden, sodass sie weniger Einfluss auf die angezeigte Temperatur ausübt. Dieser Effekt verstärkt sich mit steigenden Temperaturen, da bei größerem Temperaturgefälle mehr Wärme abgeführt wird. Vor allem bei Temperaturmessungen, die zur Abrechnung herangezogen werden, ist dies erforderlich.
- Zusätzliche Installation eines Leckage-Sensors, der Öl aus Leckagen in der Ölwanne detektiert.
- Der Füllstand im Ausdehnungstank ist abhängig von der Startbefüllung und von der Temperatur im Primärkreislauf. Die größten Volumina im Primärkreislauf liegen im Wesentlichen in den Solarfeldloops, dem Ausdehnungstank und dem Speicher. Sind nur Teile davon erwärmt, so steigt das Volumen im Ausdehnungstank weniger. Entsprechend wird das Gasvolumen weniger komprimiert und der Druck im System steigt weniger stark. Falls die Planung (wie es die Norm vorschreibt) vorsieht, dass das gesamte Wärmeträgervolumen auf die Nominaltemperatur erhitzt wird, kann es daher passieren, dass der Druck nicht über den Verdampfungsdruck des Wärmeträgermediums steigt. Dann ist ein höherer Vordruck notwendig.
- Die Anlage sollte immer eine Überwachung in der Leittechnik haben, mit welcher geprüft wird, ob in allen Bereichen die Verdampfungstemperatur unter der Betriebstemperatur liegt. Eine Verdampfung des Helisols ist nicht erwünscht. Dazu wird der Dampfdruck in der Leittechnik berechnet und geprüft, ob der Wert überschritten wird. Dann müssen die Kollektoren defokussiert werden.
- Eine digitale Füllstandsmessung im Ausdehnungsbehälter erlaubt eine Online Überwachung. Nach einer Weile der Inbetriebnahme hat sich der Klappensensor aber als ausreichend gezeigt.
- Einer der Gitterroste konnte nicht entnommen werden. Dies sollte beim Bau berücksichtigt werden.



Abbildung 54: PT-100 Temperaturmessungen: Links Hülse zusätzlich bis zur Verschraubung isoliert, rechts nur Rohrisolierung

Bei der Erfassung der Volumenströme in den Blendenmessungen werden ein Signal mit der Druckdifferenz und ein Signal mit der daraus berechneten Volumenstrom an die Leittechnik übermittelt. Die Volumenströme werden nach ISO 5167 berechnet. Dabei wird eine vereinfachte Berechnung genutzt, die für die nominale Betriebstemperatur von 380°C gilt. Das ergibt bei geringeren Temperaturen einen erheblich zu niedrigen Volumenstrom. Die Anlage wird aber auch bei niedrigeren Temperaturen betrieben und es soll auch beim Anfahren aus dem kalten Zustand die Berechnung möglichst eine Genauigkeit von +/- 1% unterschritten werden. Eine genaue Berechnung erfordert eine Iteration, da die Reynoldszahl Teil der Berechnung ist. Sie kann erst berechnet werden, wenn der Volumenstrom und damit die Strömungsgeschwindigkeit bekannt sind. Eine Iteration zu integrieren ist bei SPS nicht gut möglich. Daher wurden für jede Blendenmessung in die Leittechnik Funktionen in Abhängigkeit des Differenzdrucks und der Temperatur eingepflegt. Bei den vorgesehenen Temperaturen und Differenzdrücken erreichen sie eine Genauigkeit von +/- 1%.

Eine noch genauere Berechnung mit Iteration erfolgt bei Auswertungen am PC auf Basis von Temperaturen und Differenzdrücken.

Bei Inbetriebnahme der BoP wurde ein kontinuierlicher Druckabfall festgestellt. Der Druckabfall ließ darauf schließen, dass das Gesamtsystem nicht hermetisch ist. Hierfür wurden mehrere mögliche Ursachen erörtert, von denen einige auch die BoP betreffen:

1. Flüssigkeitsaustritt:

- Ein Austritt des Wärmeträgermediums an einer beliebigen Stelle im System würde zu einem Druckabfall führen
- Allerdings müsste ein solches Leck zu mehreren 100 Litern ausgetretenem Wärmeträgermedium führen. Ein solches Leck konnte nicht identifiziert werden

2. Direktes Gasleck:

- Es gibt ungefähr 10 Flanschverbindungen in der Gasphase des Ausdehnungsbehälter. Durch jede von ihnen könnte Stickstoff aus dem Ausdehnungsbehälter entweichen.
- Die Flanschspalten wurden mit Gewebepapier abgedichtet, ein Loch gestochen, das mit einem Tropfen Flüssigseife bedeckt wurde, um die Bildung von Blasen zu überprüfen. Es konnte keine Blasenbildung beobachtet werden.
- Weitere Gaslecks können in der Stickstoffzuleitung und in Armaturen wie z.B. den mit Gasdruck betriebenen Schnellschlussventilen vorkommen. Dort wurde auch ein Gasleck gefunden.

- Eine weitere Stelle, an welcher Stickstoff austreten kann, ist das Sicherheitsventil im Primärkreislauf in der BoP. Dies schließt nicht dicht, so dass kontinuierlich eine geringe Menge an Stickstoff austritt.

Der Verlust an Stickstoff soll zukünftig durch eine Trennung der Druckbeaufschlagung des primären Ölkreislaufs und der Versorgung von normalerweise mit Druckluft gesteuerten Komponenten verringert werden. Letztere wurden in den Stickstoffkreislauf einbezogen, um einen Kompressor zu vermeiden. Da aber bei solchen Anlagen kleine Leckagen nicht ungewöhnlich sind ist es langfristig wohl einfacher die Anlagenteile zu trennen und mit einem Kompressor die Druckluft betriebenen Komponenten zu versorgen.

3.7. AP 7 – Ergebnisbewertung: Auswertung der Erfahrungen mit der BoP und Überprüfung der Standardisierung

3.7.1. Aufbereitung und Analyse der Messdaten

Die Diskussionen in Kapitel 7 beziehen sich auf die BoP in der 3 Betriebsumgebung bei Avery Denison. Dort werden kontinuierlich Daten erfasst zur Steuerung und Regelung. Sie werden in der Leittechnik visualisiert, geloggt und täglich versendet.

Für die Ermittlung der Funktionalität und Effizienz der BoP werden Daten zu Temperaturen, Volumenstrom, Drücken und weiteren wichtigen Messgrößen erhoben. Die Messsignale wurden mit einer Frequenz von 5s als csv-Datei zur Auswertung übermittelt. Die folgende Liste führt einige der geloggtten Signale, mit deren zugehörigen Kennzeichnung im R&I-Fließbild (Abschnitt 3.3.3) auf:

Tabelle 14: Liste wichtiger geloggtter Signale im Solarfeld und in der BoP

Geloggtes Signal	Bezeichnung im R&I-F.	
Date		
Time		
BoP flow rate	FI112	BoP
BoP flow rate pressure	FI112P	
HEX primary inlet temp	TI1132	
HEX primary outlet temp	TI1142	
HEX secondary inlet temp	TI214	
HEX secondary outlet temp	TI213	
BoP inlet oil temp	TI1131	
BoP outlet oil temp	TI1141	
Pump pressure	PI125	
Filter pressure	PI1231	
Temp suction pump	TI1143	
Pump speed	P001	
EV pressure	PI194	
Secondary pressure	PI216	
Secondary flow rate	FI212	

Secondary flow rate pressure	FI212P	
Loop1 flow rate	FI01	Solarfeld
Loop1 flow rate pressure	FI01P	
Loop2 flow rate	FI02	
Loop2 flow rate pressure	FI02P	
Loop3 flow rate	FI03	
Loop3 flow rate pressure	FI03P	
Loop1 outlet temp	TI01	
Loop2 outlet temp	TI02	
Loop3 outlet temp	TI03	
TES flow rate	FI15	
TES density	FT15	
TES charge temp	TI531	
TES discharge temp	TI539	
TES charge/discharge temp	TI537	
Solar direct	DNI	Wetterstation
Solar global	GHI	
Solar diffuse	DHI	
Air temp	Tair	
Relative humidity	RH	
Wind speed	WS	
Wind direction	WD	

Weiterhin werden Ventilstellungen, Leistungen, die Nachführwinkel der Kollektoren etc. erfasst. Damit erkennbar ist wie viele Kollektoren im Fokus sind, wurde eine Anzeige ihres Status ebenfalls in die Leittechnik aufgenommen.

Insgesamt werden 95 Signale geloggt. Die Messdaten wurden anschließend aufbereitet und analysiert. Insbesondere die Signale der Temperatursensoren und der Volumenstrommessungen wurden mehrfach abgeglichen, da hier zuvor bereits Unstimmigkeiten aufgefallen waren. Die normgerechte Berechnung der Volumenströme auf Basis der Druckdifferenz und der Temperatur wurde für alle 5 Blendenmessungen (3 im Solarfeld, 2 in der BoP) entwickelt und in die Leittechnik implementiert, sodass für Auswertungen gleich der richtige Volumenstrom zur Verfügung steht.

Die Daten werden 2-mal pro Tag von der Leittechnik versendet, da sie sonst zu groß zum Verschicken sind, und auf der Teamsite abgelegt. Mit Hilfe eines Matlab-Scripts werden die Daten zu ganzen Tagen zusammengefügt und als csv-Datei abgelegt, damit auch eine Bearbeitung mit Excel möglich ist.

Es wurde ein Matlab-Script geschrieben, um die Leistungen im Primär- und Sekundärkreislauf in 5 Sekunden Zeitschritten zu berechnen. Mit einem weiteren Script wurden Diagramme mit den wesentlichen Daten zusammengestellt und als pdf für jeden Tag angelegt. Damit ist gut erkennbar, an welchen Tagen es eine Übertragung von Leistung an den Verbraucher kommt. Beispielhaft ist in Abbildung 55 ein Betriebstag dargestellt, an dem der 3 Loop in Betrieb war.

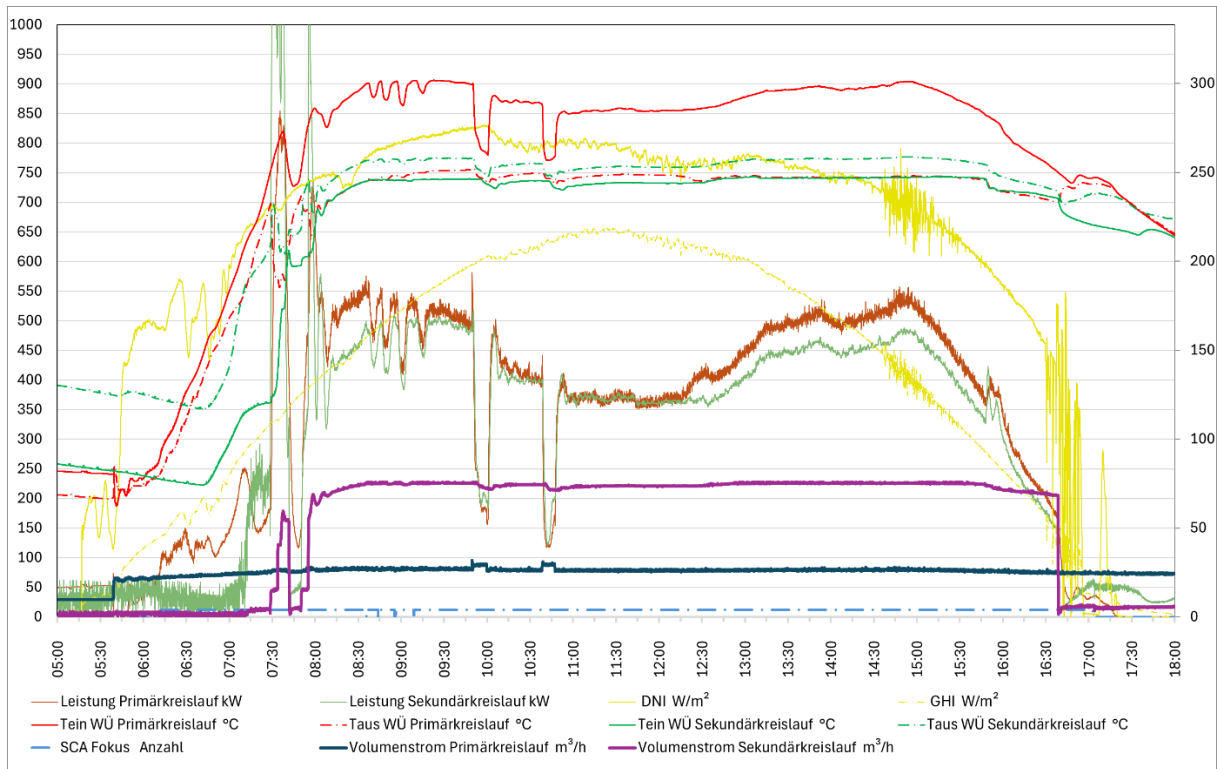


Abbildung 55: Messdaten aus Primär- und Sekundärkreislauf vom 7. September 2025

Tabelle 15: Messsignale

Signal	Einheit	Erläuterung
Leistung Primärkreislauf	kW	Übertragene Leistung aus der Solarfeldseite
Leistung Sekundärkreislauf	kW	Übertragene Leistung an den Nutzer
DNI	W/m ²	Direktstrahlung auf eine zweiachsig der Sonne nachgeführte Fläche
GHI	W/m ²	Globalstrahlung auf die horizontale Fläche
Tein WÜ Primärkreislauf	°C	Eintrittstemperatur in den WÜ solarfeldseitig
Taus WÜ Primärkreislauf	°C	Austrittstemperatur aus dem WÜ solarfeldseitig
Tein WÜ Sekundärkreislauf	°C	Eintrittstemperatur in den WÜ nutzerseitig
Taus WÜ Sekundärkreislauf	°C	Austrittstemperatur aus dem WÜ nutzerseitig
SCA Fokus	Anzahl	Zahl der Kollektoren (SCA-Solar Collector Array) im Fokus
Volumenstrom Primärkreislauf	m ³ /h	Volumenstrom auf der Solarfeldseite
Volumenstrom Sekundärkreislauf	m ³ /h	Volumenstrom auf der Nutzerseite

Aus Sicht des Nutzers ist zunächst wichtig, dass die Temperaturen zu den Prozessen weder unter- noch überschritten werden. Die untere Temperatur liegt bei ca. 250 °C, ist aber abhängig von gerade in Betrieb befindlichen Prozessen. Die Temperatur wird an allen bisherigen Betriebstagen innerhalb des vorgesehenen Temperaturbereichs, erzielt sobald ausreichend Leistung zur Verfügung steht. Bei 305 °C am Austritt sekundärseitig des WÜ soll die Pumpe im Sekundärkreislauf abgeschaltet werden, um zu hohe Temperaturen bei den Verbraucherprozessen zu vermeiden. Die Einschalttemperatur für die Sekundärkreislaufpumpe liegt bei

250 °C am Eintritt des WÜ primärseitig. Das Solarfeld leistet an diesem Tag durch den Teilbetrieb zwar nur einen kleinen Teil der nominalen Leistung, aber die Temperaturen liegen im nutzbaren Temperaturbereich.

Zwischen Fokussierung der 4 Kollektoren im Loop 3 um 6:11 Uhr und dem Betrieb des Sekundärkreislaufs um 7:28 Uhr (überschreiten der 250 °C) vergehen 77 Minuten. Ursächlich für die Anfahrzeit ist die Leistung aus nur einem Drittel der Anlage, die Wärmekapazität des Solarfeldes, der Sammelleitungen und der Leistungsübergabestation sowie die Laufzeit des Fluids vom Solarfeldaustritt bis zum Wärmeübertrager.

Die Schwankungen im Volumenstrom des Sekundärkreislaufs außerhalb der Betriebszeiten der Pumpe ergeben sich durch eine Schwankung der Druckdifferenz und durch eine leichte konvektiv verursachte Zirkulation, die durch aus dem fossilen Kreislauf hochsteigende Wärme in der Steigleitung direkt am Anschluss entsteht. Die Absenkungen in der Leistung um ca. 10:00 und 10:30 Uhr entstehen, weil die kalten Loops 1 und 3 durchflossen werden und dem Primärkreislauf damit Wärme entziehen. Dies wird zukünftig durch die Inbetriebnahme der Loops 1 und 2 behoben.

Das Solarfeld wurde morgens 4-mal kurzzeitig aus dem Fokus gefahren, erkennbar an kurzen Einbrüchen zwischen 8:30 und 9:00 Uhr.

Das „Badewannenprofil“ der Anlagenleistung wird durch den günstigen Einfallswinkel morgens und abends und den größeren Einfallswinkel zu Solar Noon verursacht.

3.7.2. Diskussion der technischen Ausführungen der BoP und angeschlossenen Leittechnik

Die BoP wurde nach Richtlinien und Normen konstruiert, die für den Bau von fossil beheizten Thermalölanlagen entwickelt wurden. Daher kann hier bereits aus langjährigen Erfahrungen geschöpft werden. Sicherheitseinrichtungen, Temperatur- und Volumenstrommessungen, Sicherheitsventile, Ventile etc. werden in der BoP nach gleichen oder sehr ähnlichen Kriterien ausgelegt. Im Wesentlichen wird die fossile Feuerung durch das Solarfeld ersetzt. Daher war die Ausführung der BoP auch weitgehend ohne Konstruktionsmängel. Insbesondere ist dadurch ein sicherer Betrieb der Anlage gewährleistet.

Besonders an dieser Konstruktion war die große Temperaturspreizung im Solarfeld im Vergleich zum Nutzerkreislauf, was sich auf die Auslegung der Wärmeübertrager auswirkt. Die konstruktive Lösung wurde so ausgeführt, dass die Regelung der Temperaturen im Solarfeld leicht möglich ist und die Nutzertemperaturen im Bereich der erlaubten Grenzen liegen.

Ebenfalls noch neu war der Einsatz des Silikonöls Helisol 5A im Primärkreislauf, also auf der Solarfeldseite. Die wesentlichen Unterschiede zu verbreiteten kohlenstoffbasierten Wärmeträgerölen liegen in der deutlich höheren Ausdehnung bei steigenden Temperaturen, was große Ausdehnungsgefäße erfordert und den bei steigenden Temperaturen hohen Dampfdrücke, was eine aufwändigere Druckhaltung bedingt.

Hilfreich war die Fertigung direkt bei Aura im Werk. Die BoP musste an ihrem Einsatzort lediglich elektrisch und hydraulisch angeschlossen werden. Am Einsatzort wurde dann die Leittechnik implementiert durch den Erbauer der Gesamtanlage.

Bei der Erwärmung der BoP im Rahmen der Inbetriebnahme kann es zu Leckagen kommen, die vorher bei Dichtigkeitsprüfungen oder im kalten Betrieb noch nicht aufgetreten sind. Daher ist dann auch unbedingt eine Überwachung vor Ort nötig.

Bei der Inbetriebnahme der BoP wurde festgestellt, dass Stickstoff in die Leitung auf der Saugseite der Pumpe im primärkreislauf gesaugt wird. Dabei schien er über eine Leitung, die zur Konditionierung des Silikonöls verlegt war, aus dem Ausdehnungstank in die höher gelegene Rohrleitungsbrücke zu fließen. Die Leitung wurde nach der Konditionierung geschlossen, um den Stickstofffluss zu unterbrechen.

Zusätzlich wurde durch weitere Undichtigkeiten Stickstoff nach außen an die Umgebung verloren, was einen hohen Verbrauch an Stickstoff zur Folge hatte. Eine weitere Leckage des Stickstoffes lag am Mannloch des Ausdehnungsbehälters; hier wurde versehentlich eine

falsche Dichtung verbaut. Das trat erst nach dem heißen Probetrieb auf. Die hier genannten Undichtigkeiten wurden untersucht und behoben, um die Stickstoffverluste zu verringern.

Dies unterstreicht die Wichtigkeit einer Dichtigkeitsprüfung mit Druckluft bereits in der Fertigung. Eine rechtzeitige Identifikation von Leckagen spart neben Kosten auch Zeit, zudem können viel Komponenten nach Aufbau der BoP schlechter erreicht werden. Weitere Leckagen können später allerdings auftreten, nachdem die Anlage erstmals erhitzt wurde.

Die Komponenten der BoP wurden verarbeitet und funktionieren zuverlässig. Weiterhin wurden der Aufbau und die Funktionsweise der BoP gut dokumentiert. Es liegen neben einem detaillierten PID („as built“), Stücklisten mit Beschreibungen der Komponenten sowie Nachweise über die Sicherheitsprüfungen der Sicherheitsventile, des Ausdehnungstanks und des Wärmeübertragers vor. Auch die Kommunikation zwischen dem Schaltschrank der BoP und dem Schaltschrank des Solarfeldes funktioniert gut, sodass das Konzept der getrennten Schaltschränke als erfolgreich angesehen werden kann.

Die Leittechnik wurde später vom Erbauer der Gesamtanlage beauftragt und implementiert. Sie nimmt Signale aus dem Schaltschrank 2 auf, die zu großen Teilen aus dem Schaltschrank 1 kommen.

Die Messtechnik ist gemäß den üblichen industriellen Standards kostengünstig und robust. Für die Erfassung von Wärmemengen, insbesondere bei Lieferverträgen kann es sinnvoll sein, genauere Messtechnik zu installieren. Standard sollte aber 3- oder 4-Leitertechnik sein, da damit mit geringen Mehrkosten eine höhere Genauigkeit erzielt werden kann.

Eine weitere Verbesserungsmöglichkeit wäre die Integration einer digitalen Füllstandsanzeige im Ausdehnungsbehälter, sodass dieser im Online-Monitoring der Anlage angezeigt werden kann.

Der Ausdehnungsbehälter der BoP wurde entgegen der normativen Auslegung kleiner gebaut. Die Norm sieht eine Berechnung vor, bei der angenommen wird, dass auch der Ausdehnungstank auf die Maximaltemperatur von 390°C erwärmt wird. Das hat einen großen Einfluss, da durch die hohe Ausdehnung von Helisol bei Temperaturerhöhung, der Tank bereits ein großes Volumen an Öl enthält. Für die Design-Temperatur des Solarfeldes hätte sich ein sehr großer Ausdehnungstank ergeben, welcher nicht mehr in die BoP gepasst hätte. Allerdings ist zu erwarten, dass die Temperaturen im Ausdehnungsbehälter deutlich geringer ausfallen, als die des Solarfeldes. Daher wurde das Ölvolumen im Ausdehnungsbehälter mit einer Temperatur um 200°C ausgelegt.

Das Datenblatt des im Solarfeldkreislauf eingesetzten Helisol 5A wurde im Jahr 2024 nach Projektende vom Hersteller aktualisiert. Mit den neuen Stoffeigenschaften ist die berechnete Ausdehnung des Silikonöls geringer als erwartet und einkalkuliert. Damit stellt das kleinere Volumen des Ausdehnungsbehälters insgesamt kein Problem dar.

Als vorteilhaft hat sich die Platzierung des Wärmeübertragers innerhalb der BoP herausgestellt. Der Wärmeübertrager und die zugehörige Messtechnik sind so vor Wind und Regen geschützt.

3.7.3. Erfassung der Kosten und Analyse der Kostenreduktion durch Standardisierung, Bestimmung der Reduktion der Wärmegestehungskosten

Für die Erfassung der Kosten und Analyse der Kostenreduktion durch Standardisierung wurde die bisherige Erfahrung der Hersteller im Anlagenbau berücksichtigt. Der bisherige Stand der Standardisierung nach Temperatur und Druck wurde in Kapitel 3.2 erfasst und weiterentwickelt.

Erfassung der Kosten nach Wärmeträger, Temperatur und Leistung

In einem nächsten Schritt sollen hier nun die Kosten einer BoP für verschiedene Wärmeträgermedien und Temperaturen betrachtet werden. Die Differenz zwischen Vor- und Rücklauf-temperatur ist dabei konstant und beträgt 50 °C für Wasser und 90 °C für die Thermalöle. Auch die Leistung wurde konstant gehalten. Die Variationen wurden in das in Abschnitt 3.8.1

vorgestellte Tool zur Berechnung von BoP-Kosten eingetragen und damit die zu erwartenden Kosten berechnet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 56 eingetragen. Mit dem erstellten Tool können unter anderem die Kosten für die Erstellung eines BoP-Angebots gesenkt werden. Zusätzlich können die Designparameter und daraus berechneten Größen grob vordefiniert werden, was das spätere Engineering erleichtert.

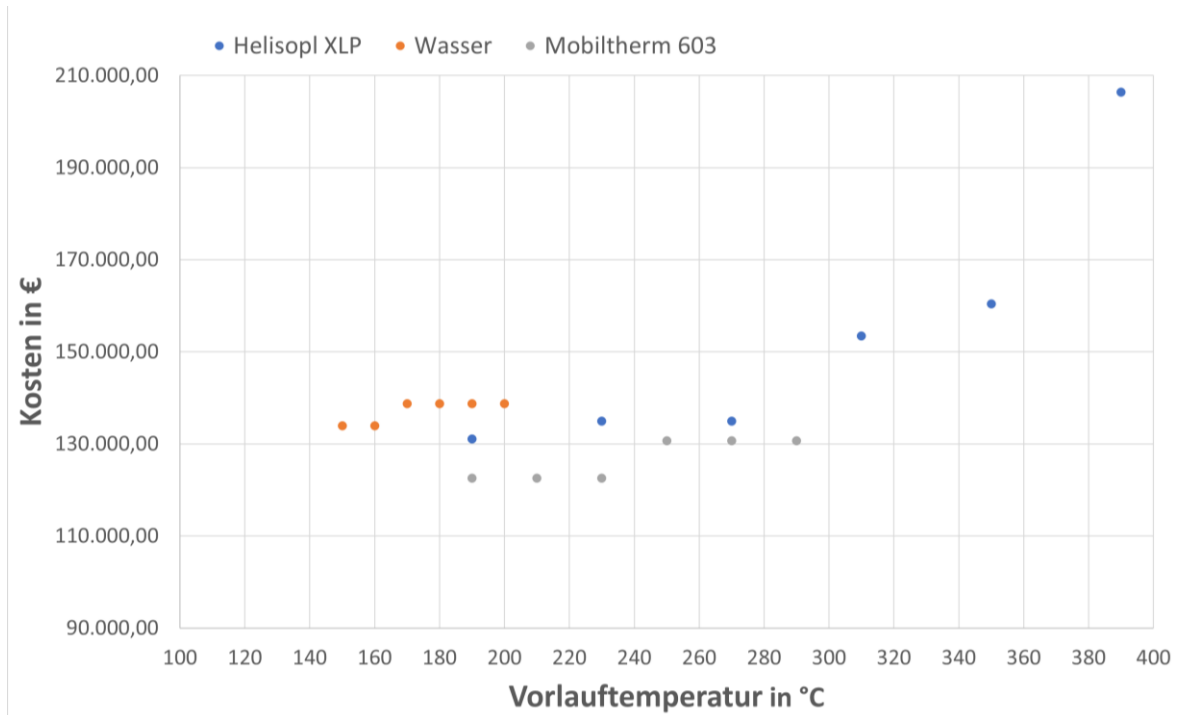


Abbildung 56: Berechnete Abhängigkeit der Kosten einer BoP nach Vorlauftemperatur und Wärmeträger. Auf der Sekundärseite wurde ein Thermalöl als Wärmeträger angenommen.

Abbildung 56 zeigt die Abhängigkeit der Kosten einer BoP für verschiedene Wärmeträgermedien nach Vorlauftemperatur. Die Sprünge in den Kurven lassen sich u.a. auf größere benötigte Ausdehnungsbehälter (Thermalöle) oder geänderte Druckklassen (Wasser) zurückführen. Bei allen Wärmeträgern können steigende Kosten mit steigenden Temperaturen beobachtet werden. Daraus kann geschlossen werden, dass steigende Temperaturen bei gleichbleibender Leistung zu steigenden Kosten führen. Insgesamt scheint Wasser auch bei bereits bei geringeren Temperaturen zu höheren Kosten für die BoP zu führen. Dies lässt sich auf die höheren benötigten Druckstufen beim Einsatz von Wasser zurückführen.

Als nächstes wurde nun zusätzlich der Einfluss der Leistung auf die Kosten einer Thermalöl-BoP betrachtet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 57 dargestellt. Für niedrigere Leistungen lässt sich der zugehörige beobachtete Trend in Abbildung 56 (1,5 MWth) auch für Leistungen von 0,5 bis 5 MWth bestätigen. Dabei ist hervorzuheben, dass für eine 3 MWth-BoP dieselben Kosten entstehen wie für eine 2 MWth-BoP. Für größere Leistungen (4 und 5 MWth) ergeben höhere Kosten, dieser Effekt wird mit steigenden Temperaturen noch einmal verstärkt.

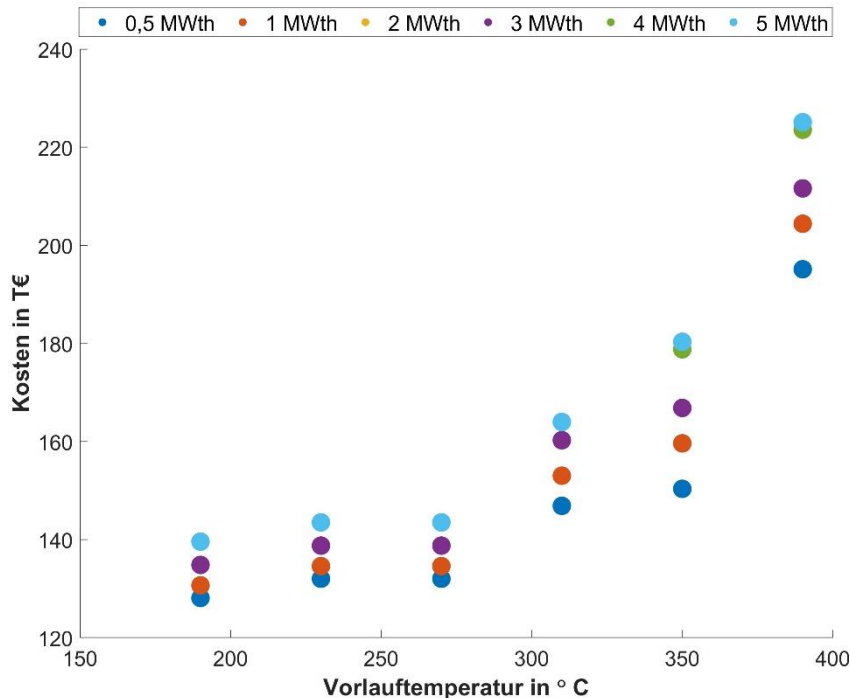


Abbildung 57: Kosten für eine Thermalöl-Thermalöl-BoP nach Temperatur und Leistung

Qualitative Bewertung der Kostenreduktion durch Standardisierung

Die Standardisierung der BoP in Modulus hat verschiedene Auswirkungen auf eine Kostenreduktion. Teilweise haben diese eher qualitative Auswirkungen, die schwierig monetär definierbar sind. Im Folgenden werden mehrere Effekte beschrieben, bei denen versucht wird, eine Kostenreduktion zuzuordnen.

Modulus trägt insbesondere mit dem P&ID einer standardisierten BoP (siehe Abbildung 22) und den dazugehörigen Informationen zur Auslegung zu einer Verringerung der Planungskosten, bei. Die standardisierte BoP und das zugehörige P&ID beschreiben detailliert die Konstruktion einer Anlage mit flüssigen Wärmeträgermedien, wie beispielsweise Druckwasser, Wasser/Glykol-Mischungen und Öl, auch unabhängig von der Größe der Anlage. Lediglich die Größen der Leitungen und Komponenten sowie ihre Druckstufen müssen angepasst werden, je nach Größe des Solarfeldes und Betriebstemperaturen.

Bei großen Anlagen, kommen evtl. redundante Pumpen hinzu, um schnell den Ausfall einer Pumpe ausgleichen zu können, was aber nur eine geringfügige Änderung in der Planung bedeutet. Beim Einsatz von Druckwasser werden einige Anlagenteile nicht benötigt, wie beispielsweise eine Feuerlöschanlage und ein Überlaufsystem mit Auffangbehälter.

Je nach Erfahrung des Herstellers einer BoP haben die Ausführungen aus Modulus größeren Nutzen. Ein Unternehmen, das bereits langjährig Wärmeergezeugungsanlagen herstellt, wird wesentliche Teile der BoP-Grundlagen beherrschen. Für Unternehmen, die über wenig Erfahrungen verfügen, bedeuten die Modulus-Ergebnisse eine umfassende Unterstützung. Aber auch Kollektorhersteller gewinnen einen umfassenden Einblick, der sie bei der Einschätzung der Integration von Solarfeld, BoP und Nutzer unterstützt.

In allen Fällen aber kann das Modulus BoP Design als initiale Basis für die Planung zugrunde gelegt werden.

Bei Herstellern, die in einer Größenordnung von 10 oder mehr Wärmeergezeugungsanlagen pro Jahr herstellen, liegen die Kosten für den Einkauf ca. 30 % niedriger als der Einkaufspreis. Das ist für jede Komponente allerdings unterschiedlich und daher nur ein grober Schätzwert.

Die BoP kann zentral hergestellt werden, wie im Modulus Projekt oder aber es können die Komponenten auch vor Ort zu einer BoP zusammengebaut werden. Bei einem zentralen Bau

bei einem erfahrenen Hersteller kann von einer weitgehend fehlerfreien und normgerechten Planung und Ausführung ausgegangen werden.

In einigen Ländern sind Anlagenplaner und -bauer nicht vertraut mit Normen beim Bau von Wärmeerzeugungsanlagen, teilweise fehlen auch nationale Regelungen. Dadurch entstehen Sicherheitsrisiken und es ist eine Minderung der Leistungsausbeute durch fehlerhaften Aufbau möglich. Zollabfertigungen sind sicherlich deutlich einfacher bei der Sendung einer BoP im Container als bei der Einfuhr einzelner Komponenten. Beim Bau vor Ort sind vor allem die Unternehmen unbekannt, die für einen Aufbau beauftragt werden, daher ist die Qualität schwierig einzuschätzen. Wenn eigenes Personal geschickt wird, sind die Reisekosten aufwändig.

Fehler bei der Planung und beim Bau der BoP machen sich oft erst bei der Inbetriebnahme bemerkbar. Beim nicht zentralen Aufbau sind mehr Fehler zu erwarten, die dann behoben werden müssen. Das ist in der Regel aufwändig, insbesondere bei großen Entfernungen von inbetriebnehmenden Unternehmen zum Bauort. Neben zusätzlichen Reisen und Personalkosten vor Ort kann dann auch die Ersatzteilbeschaffung erhebliche Zusatzkosten verursachen.

Ein kaum bezifferbarer Effekt aus dem Modulus Projekt ist auch die bessere Zugänglichkeit zu Informationen für die Planung von BoP, womit auch die Hemmschwelle gesenkt wird, solarthermische Anlagen zu realisieren.

In Abbildung 58 sind die möglichen Einsparungen durch die den zentralen Bau einer standardisierten BoP zusammengefasst und mit grobgeschätzten und nicht belegbaren Kostenreduktionen für die BoP und das Gesamtsystem aufgelistet. Diese Kosten umfassen Planung, Bau und Inbetriebnahme.

		Planungs- kosten BoP	Baukosten BoP	Gesamt- kosten BoP	Kosten Solarfeld ohne BoP €	Kosten Solarfeld incl. BoP €
		30.000	300.000	330.000	1.850.000	2.150.000
Reduzierter Planungsaufwand unmittelbar durch Standardisierung und Grundanlagen aus Modulus	Planung	20%				
Reduzierte Kosten Komponenteneinkauf	Bau		30%			
Arbeitsaufwand und Risiken durch Zentrale Montage vermindert	Bau		10%			
BoP in Container erlaubt vereinfachte Zollabfertigung	Lieferung		3%			
Risiko durch fehlerhafte Planungen vermindert	Inbetriebnahme		5%			
Einsparung		24.000	174.164	198.164		1.951.837
	Kostenreduktion			40%		9%

Abbildung 58: Zusammenfassung der Kostenreduktion und ihres Einflusses auf die Minderung der Investitionskosten

Für die Standardisierung der BoP ist weiterhin zu berücksichtigen, dass im Falle eines Phasenübergangs des Wärmeträgers, wie es beispielsweise bei der Direktverdampfung der Fall ist, das Design der BoP sich stark von dem Design einer BoP mit einphasigen Kreisläufen unterscheidet. Hier konnten die Projektpartner durch die Vorbereitung der in Abschnitt 3.3.1 geplanten Direktverdampfungsanlage erste Erfahrungen gesammelt werden, welche für die Planung zukünftiger Direktverdampfungsanlagen wiederverwertet werden können. Insbesondere das erste P&ID des Prozesses mit BoP kann als Ausgangspunkt für zukünftige BoP-Designs dienen. In vorherigen Direktverdampfungsanlagen von ISG (Beispiel: Fresnel-Direktverdampfungsanlagen auf dem Dach von JTI in Amman, oder RhamPharma) war die Dampftrommel separat untergebracht. Diese wurde für das Design der Standard-Direktverdampfungs-BoP in den Container untergebracht. Aura kann für den Fall einer zukünftigen Direktverdampfungsanlage darauf aufbauen.

Für die Standardisierung einer Öl-Öl-BoP steht ein standardisiertes P&ID zur Verfügung. Auch das Konzept der gebauten BoP für die 3. Betriebsumgebung in Turnhout kann weiterverfolgt werden. Es wird erwartet, dass insbesondere bei der Platzierung der Komponenten innerhalb der BoP bei zukünftigen Aufträgen Zeit und somit Geld eingespart werden kann.

Durch die Vorfertigung der Komponenten und der BoP innerhalb der Produktionshalle konnten die Tätigkeiten vor Ort reduziert werden, was insgesamt zu einem geringeren Aufwand für die Planung und Umsetzung führte. Im Vergleich dazu wurden bei vorherigen Projekten der Partner der komplette Anlagenbau mit BoP vor Ort durchgeführt. Als Beispiele wären hier die Parabolrinnen-Anlage von Heineken in Sevilla und die Fresnel-Direktverdampfungsanlagen bei JTI und RhamPharma in Amman zu nennen. Im Falle der Direktverdampfungsanlage bei JTI befinden sich die Komponenten auf verschiedenen Stockwerken des Gebäudes; die Dampftrommel befindet sich auf dem Dach, wohingegen die Pumpe in einem tieferen Stockwerk zu finden ist. Dies macht einen weiteren Vorteil der Container-Bauweise ersichtlich: Durch die kompakte Bauweise sind alle wichtigen Schlüsselkomponenten einer BoP an einem Ort. Damit könnten auch zukünftige Wartungen der BoP erleichtert werden.

Durch die Standardisierung der BoP verkürzt sich zusätzlich die Planungszeit zukünftiger Anlagen. Durch den Bau weiterer Anlagen sind zudem weitere Fortschritte in der Standardisierung von BoPs zu erwarten.

3.7.4. Weitere Vorschläge zur Kostenreduktion auf Basis der Projekterfahrungen

Der Bau der BoP in einem Container hat sich als günstig herausgestellt. Damit konnte insbesondere der Transport der BoP deutlich erleichtert werden. Bei sehr großen Ausdehnungsbehältern sollte in Zukunft überprüft werden, ob es vorteilhafter wäre, sie außerhalb des Containers unter einem separaten Dach anzubringen, anstelle sie im Container zu verbauen. Durch den großen Container wurde viel Platz in der BoP beansprucht, wodurch die Platzierung der Komponenten im Container erschwert wurde. Eine Platzierung des Ausdehnungsbehälters außerhalb der BoP vereinfacht zwar den Planungsaufwand der BoP, könnte allerdings wiederum zu höheren Transportkosten führen. Daher sollte dies je nach Verhältnis der erwarteten Einsparungen und Kosten entschieden werden.

Die Dichtigkeit des Stickstoffsystems sollte ebenfalls gut überprüft werden, um Austreten von Stickstoff möglichst zu vermeiden oder schnell zu erkennen. Tritt zu viel Stickstoff aus, beeinflusst dies nicht nur den Betrieb der Anlage, sondern verursacht auch höhere Kosten durch den erhöhten Stickstoffverbrauch. Hierzu ist auch die Lage des Ausgleichtanks zu beachten, um die nötige Druckdifferenz zwischen Ausgleichstank und Entgaser zu gewährleisten sowie die Dichtigkeit der Ventile.

Es wurde in der Anlage eine Druckluftanlage für pneumatische Ventile eingespart, indem diese durch Druck aus dem Stickstoffkreislauf betrieben werden. Wegen der Stickstoffleckagen sollte das Konzept überdacht werden. Wenn pneumatische Ventile eine eigene Druckluftversorgung haben, kann an deutlich weniger Stellen Stickstoff entweichen. Diese sind dann auch leichter auffindbar. Statt des vermehrten Zukaufs von Stickstoff kann also eine getrennte Versorgung mit Kompressor vorteilhaft sein.

3.7.5. Neubewertung der Skalierung der BoP in Leistungsgröße und Temperaturniveau, Festlegung der Abstufungen auch im Hinblick auf geeignete Märkte/Anwendungen

Da im Projekt nur eine BoP gebaut und eine weitere BoP entworfen wurden, können nur die daraus gewonnenen Erfahrungen, die durch ihren Bau und Planung gewonnen werden konnten, verwertet werden. Dennoch können bereits einige Aussagen getroffen werden.

Eine Einteilung der BoP nach Leistungsgröße und Temperaturniveau führt, je nach Feinheit der Skalierung, zu mehreren Kombinationsmöglichkeiten. Hierbei ist jedoch noch nicht das Wärmeträgermedium berücksichtigt, das in Abhängigkeit seiner Stoffeigenschaften einen entscheidenden Einfluss auf die Wahl des Wärmeübertragers und Ausdehnungstanks ausübt. Zunächst sollte der Fokus dennoch auf der Erstellung einer Standardskalierung liegen. Beim

Chemie- und Pharmaindustrie

In der Chemie und Pharmaziebranche ist die Wärmeversorgung mit Dampfnetzen, wobei mehrere Druckstufen zwischen 2 und 25 bar verwendet werden, üblich. Nach Sabine Frisch eignen sich unter anderem folgende Prozesse für den Einsatz solarer Prozesswärme [12]:

- Direkte Nutzung von heißen Gasturbinenabgasen (Bsp.: Trocknungsprozesse)
- Vorwärmeschritte, Polymerisation
- Biochemische Reaktionen
- Bereitstellung von Heißwasser oder Dampf ($T = 50-180\text{ °C}$)
- Stoffliche Wärmeträgertemperaturen bis zu $350-400\text{ °C}$

Lebensmittel- und Getränkeindustrie [11]

Die benötigten Temperaturen vieler Prozesse in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie liegen in einem günstigen Bereich zwischen $<100\text{ °C}$ und 200 °C . Die Prozesse lassen sich grob in folgende Kategorien unterteilen:

- Bereitstellung Heißwasser oder Dampf: $T = 50-180\text{ °C}$
- Trocknungs- und Entwässerungsverfahren: meist $< 100\text{ °C}$
- Pasteurisieren und Sterilisieren: $70-100\text{ °C}$
- Kochen: $100-150\text{ °C}$
- Sterilisieren: $135-150\text{ °C}$
- Süßwaren: Eindampfen: $120-160\text{ °C}$; Rösten: $120-130\text{ °C}$

Dazu gibt es viele Prozesse, die in einem niedrigeren Temperaturniveau $<100\text{ °C}$ stattfinden.

Zellstoff- und Papierindustrie [12]

Eine weitere Branche, die sich gut zur Nutzung solarthermischer Wärme eignet, ist die Zellstoff- und Papierindustrie. Der Energieverbrauch ist hier sehr hoch und macht ca. 10-30 % der Gesamtkosten aus. Mögliche Einsatzgebiete sind unter anderem [12]:

- Ganzjährig hoher Wärmebedarf für Koch- und Eindampf- sowie Trocknungsprozesse im Temperaturbereich bis 500 °C
- Üblich sind hier Dampfnetze mit 2,5-5 bar

Der an der im Projekt gebauten BoP in der Betriebsumgebung 3 angeschlossene Verbraucher ist der chemischen Industrie zuzuordnen und bestätigt den zuvor beobachteten Trend, dass in der chemischen Industrie tendenziell höhere Temperaturen zu erwarten sind. Hier liefert die Anlage Temperaturen bis zu 400 °C , um den Wärmeträger des Verbrauchers auf der Sekundärseite bis zu 380 °C aufzuheizen. Als Wärmeträger auf der Primärseite im Solarfeld wurde ein Silikonöl eingesetzt, was sich mit den beobachteten Temperaturbereiche für Wärmeträger deckt. Eine Einteilung der Skalierung der BoP in verschiedene Temperaturbereiche, die sich am Einsatz verschiedener Wärmeträgermedien orientieren, erscheint daher sinnvoll.

Tabelle 16: Einteilung der Skalierung der BoP in verschiedene Temperaturbereiche

Temperaturbereich zess	Pro-	Eingesetzte Wärmeträger- medien	Branche
100 °C > T > 250 °C		Wasser, Dampf, Thermalöl	Lebensmittel- und Getränkeindustrie, Papierindustrie, Chemie- und Pharmaindustrie
250 °C < T <= 400 °C		Thermalöl	Papierindustrie, Chemie- und Pharmaindustrie

Im Temperaturbereich zwischen 100-250 °C ist die meiste Variation an Wärmeträgermedien zu erwarten. Weiterhin kommt in diesem Temperaturbereich auch die Direktverdampfung in solarthermischen Anlagen zum Einsatz. Eine der geplanten Demo-BoPs sollte in einer Direktverdampfungsanlage eingesetzt werden, konnte allerdings letztendlich aus in Abschnitt 3.6.7 genannten Gründen nicht realisiert werden. Dennoch fand die Planung der BoP bereits statt (siehe Abschnitt 3.3.1). Im Vergleich zu einphasigen Prozessen wird in der Direktverdampfung durch das Auftreten der Dampf-Wasser-Strömung eine Dampftrommel zur Abtrennung des Dampfes benötigt. Die Dampftrommel fungiert dabei weiterhin als Ruth-Speicher, der bei kurzfristigem Einbruch der solaren Leistung Dampf durch sogenanntes Flashing an den Verbraucher bereitstellen kann. Wird der Dampf direkt in den Verbraucherprozess eingespeist, entfällt bei der Direktverdampfung der Wärmeübertrager.

Die Wahl des Wärmeträgermediums beeinflusst die in der BoP verbauten Komponenten (Wärmeübertrager, Ausdehnungstank, ...), weitere Komponenten im Solarfeld (Dampftrommel, ...) sowie die Regelung der Anlage und übt einen großen Einfluss auf die Auslegung und das Design der BoP aus. Neben unterschiedlichen Komponenten beeinflusst die Wahl des Wärmeträgermediums durch seine Stoffeigenschaften auch die Größe der verbauten Komponenten, mögliche Sicherheitsvorkehrungen und Regelungstechnik.

Zusätzlich zum Temperaturniveau bzw. den eingesetzten Wärmeträgermedien ist die benötigte Leistung zu berücksichtigen. Mit den im Projekt gewonnenen Erfahrungen scheint der Bau einzelner BoP-Module, die zu verschiedenen Leistungsklassen zusammengefügt werden können, als technisch aufwändig und mit erhöhten Kosten verbunden. Stattdessen wurde im Projekt der Ansatz eines standardisierten R&I-Fließbild verfolgt, welches für solarthermische Anlagen mit Thermalöl entworfen wurde (siehe Abschnitt 3.3.3). Das standardisierte R&I-Fließbild wurde in einem nächsten Schritt in einzelne Funktionsmodule unterteilt. Das R&I-Fließbild kann je nach Anwendungsfall mit Hilfe der in Abschnitt 3.2 entwickelten Methodiken und Unterteilungen angepasst werden. Für die Betriebsumgebung (Direktverdampfung) 1 liegt ein R&I-Fließbild (siehe Abschnitt 3.3.1) vor, das zwar noch nicht standardisiert wurde, aber als grobe Orientierung verwendet werden kann.

3.7.6. Optimierung der Anlage im Zusammenspiel zwischen Solarfeld, BoP und Verbraucher

Das im Projekt entworfene Konzept einer standardisierten BoP bot den Vorteil, dass die Regelung der Temperaturen sowie die Wärmeübertragung bereits in der BoP implementiert waren und die BoP nur an den Primär- und Sekundärkreislauf angeschlossen werden musste. Damit kann das Solarfeld direkt nach dem Anschluss der BoP betrieben werden. Die Regelung des Volumenstroms ist Teil der Leittechnik des Solarfeldes, daher ist die BoP so designt, dass sie unabhängig vom Volumenstrom operiert.

Bei der Inbetriebnahme der BoP konnte festgestellt werden, dass ein zusätzliches Anbringen von weiteren Lösungen zur Entgasung des Helisols vorteilhaft gewesen wäre (siehe Abschnitt 3.6.6). Dies sollte in zukünftigen Designs beachtet werden.

Bei der Inbetriebnahme mussten zudem keine weiteren Anpassungen an der Leittechnik der BoP gemacht werden. Es wurde allerdings das Volumenstromsignal der Blendenmessung

nicht verwendet, da das Signal nur für die Nominaltemperatur korrekt ist. Stattdessen wurde die gemessene Druckdifferenz der Leittechnik verwendet und in einen Volumenstrom umgerechnet. Dies sollte auch in zukünftigen BoPs berücksichtigt werden, da in solarthermischen Anlagen die Temperaturen in den Blendenmessungen oft schwanken, sodass der Volumenstrom nicht über die gemessene Druckdifferenz berechnet werden muss. Entsprechende Berechnungen für die Temperaturabhängigkeit der Blendenmessung sollten standardmäßig in die SPS einer BoP implementiert werden.

3.8. AP 8 – Voruntersuchungen zur Vorbereitung von Pilotanwendungen

3.8.1. Standardisierte Angebote für BoP entwickeln

Um zukünftig Angebote mit reduziertem Arbeitsaufwand erstellen zu können, wurde auf Basis der standardisierten Baugruppen und zugehörigen Normen (siehe Abschnitt 3.2.1.3) ein Excel-Tool erstellt, bei welchem zunächst einige Eigenschaften der BoP abgefragt werden. Das Tool kann für ein erstes Kostenangebot für eine BoP mit Wärmeübertrager und ohne Phasenübergang verwendet werden. Hierfür sind in einem ersten Schritt die in Tabelle 17 gelisteten Eingabeparameter anzugeben. Es sind drei Wärmeübertrager als Drop-Down hinterlegt, die ausgewählt werden können: Wasser, Helisol XLP und Mobiltherm.

Tabelle 17: Eingabeparameter für standardisierte Angebote

	Wärmeträger (HTF) im Solarfeld (SF)	Drop-Down
	Leistung SF	Eingabe
	Vorlauftemperatur SF	Eingabe
	Rücklauftemperatur SF	Eingabe
PRIMÄR	max. Druckverlust SF	Eingabe
	Druckverlust BoP	Eingabe
	Ablassgefäß	Drop-Down
	HTF im SF (inkl. Feldverrohrung)	Eingabe
	Instrumentierung Primär	Drop-Down
	Füll- / Entleerpumpe	Drop-Down
	Wärmeträger Sekundär	Drop-Down
SEKUNDÄR	Vorlauftemperatur Sekundär	Eingabe
	Rücklauftemperatur Sekundär	Eingabe
	Instrumentierung Sekundär	Drop-Down
CONTAINER	Größe	Drop-Down

Auf Basis dieser Eingabeparameter wird automatisiert eine Beschreibung des technischen Lieferumfangs ausgegeben, so z.B. die Anzahl und der Typ von Sensoren. Auch die Druckstufe und die Nennweite der Rohre werden basierend auf der Eingabe vom Tool automatisiert ermittelt. Anhand dieser Beschreibung kann der Nutzer eine Plausibilitätsprüfung vornehmen, ob der ausgegebene Lieferumfang dem Bedarf entspricht. Neben der Beschreibung des technischen Lieferumfangs wird auch eine preisliche Bewertung von 4 Positionen ausgegeben. Es werden separat die Kosten für die Planung der BoP (Engineering), den BoP-Anteil für das Solarfeld, den BoP-Anteil des Verbrauchers sowie die Kosten für den Container ausgegeben. Diese Kosten enthalten jeweils die Anteile für Arbeitszeit sowie für Material (soweit zutreffend).

3.8.2. Vorstudien für BoP für Kunden

Im Rahmen des Projekts wurden zu mehreren verschiedenen Kundenanlagen Vorstudien geführt, um eine BoP für unterschiedliche Anlagen zu liefern. Dies wurde nur auf einer groben Basis durchgeführt, ohne eine detaillierte Planung durchzuführen. Im Besonderen ist ein Projekt zu nennen, bei dem eine BoP zur Integration eines Solarfeldes zu einem Kunden dient.

Hier sollten zusätzlich thermische Speicher sowohl zur Kurzzeit- als auch zur saisonalen Speicherung eingebunden werden. Dabei konnte festgestellt werden, dass die standardisierte BoP an relevanten Schnittstellen um entsprechende Baugruppen erweitert werden kann, sodass das "Kerngerüst" der BoP auch für komplexere Projekte verwendet werden kann. Da das „Kerngerüst“ für den Fall einer Öl-Öl-BoP standardisiert ist, kann es jedoch nicht 1 zu 1 für BoPs von Direktverdampfungsanlagen verwendet werden. Als erster Anhaltspunkt kann hier jedoch das P&ID der 1. Betriebsumgebung dienen.

3.8.3. Pre-Feasability-Studien für solare Prozesswärme

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wurden von Protarget mehrere Pre-Feasability Studien für Industriekunden in Europa und in der MENA-Region erstellt. Hierbei handelte es sich um Branchen wie die Lebensmittel- und Getränkeindustrie, die einen sehr hohen Bedarf an heißem Wasser oder Dampf im Bereich von 80-400 °C aufweisen. Bei der Grob-Auslegung der BoP und der Ermittlung des Gesamtbudgets konnten bereits erste Zeiteinsparungen beobachtet werden.

3.8.4. Angebote einer solaren Prozesswärmeanlage zu ausgewählten Fällen mit Schwerpunkt auf die BoP auf Basis von standardisierten Angeboten

Mit Hilfe des im Projekt entwickelten Berechnungstools konnten die technischen Eckdaten der BoPs für verschiedene Angebote ermittelt werden. Die berechneten Auslegungen der BoP konnten anschließend in die detaillierten Angebote mehrerer solarthermischer Anlagen inklusive BoP aufgenommen werden.

AP 9 – Verbreitung der Ergebnisse

Die Projektpartner stellten die im Projekt erzielten Ergebnisse auf zahlreichen Konferenzen vor. Dazu gehörten die SolarPACES, auf der in drei nacheinander folgenden Jahren (2022-2024) die aktuellen Fortschritte präsentiert wurden und in den Jahren 2022 und 2024 in den zugehörigen Konferenzartikeln („Standardized Balance of Plant Engineering for Solar Process Heat“ und „Developments in Solar Heat Applications“) veröffentlicht wurden. Weiterhin wurden die Ergebnisse auf dem Solarthermie Symposium 2023 und 2024 (hier unter dem neuen Namen Symposium Zukunft Wärme) vorgestellt. Auch hier wurden Konferenzartikel zu den Präsentationen veröffentlicht („Standardisiertes Engineering von Leistungsübergabestationen für Prozesswärme“ und „Leistungsübergabestation für Prozesswärme“). 2024 nahmen Projektpartner an der ISEC 2024 teil und stellten die Projektergebnisse in einer Präsentation vor und veröffentlichten auch hier einen Konferenzartikel („Integration of Solar Thermal Process Heat“). Weiterhin wurden die im Modulus-Projekt gewonnenen Erkenntnisse für die Activity B2 „Modularization“ des Task 64/IV verwendet. Neben einem Bericht [4] nahmen die Projektpartner an den Task-Meetings teil und teilten dort ihre Erfahrungen mit der Fachgemeinschaft des Task 64/IV. Für eine umfassende Auflistung der Veröffentlichungen und Aktivitäten zur Verbreitung der Ergebnisse wird auf Abschnitt 3.1 verwiesen.

4. Literaturverzeichnis

- [1] S. Fischer, *Task 54 Webinar: Price Reduction of Solar Thermal Systems*, 2018.
- [2] Task 54, *Webinar 14.03.2018*.
- [3] Dirk Krüger et al., „SolSteam Ergebnisbericht,“ <https://elib.dlr.de/125012/1/Schlussbericht%20SolSteam.pdf>, 2017.
- [4] E. Zarza, Navina Konz, Dirk Krüger und D. Alarcón, „System/Component,“ <https://task64.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task64-SubTaskB-D.B2.pdf>, 2024.
- [5] Dirk Krüger, Marcus Walder, Dr. Karim Saidi, Anette Anthrakidis, Markus Rusack, Fabian Weis, Heiko Schenk, Dr. Jürgen Dersch, Stephan Fischer und Klaus Hennecke, „P3 – Pilotanlage zur solaren Prozesswärmeerzeugung mit Parabolrinnenkollektoren zur Prozesswärmeerzeugung,“ 2011.
- [6] Sunoptimo SA. [Online]. Available: <https://www.sunoptimo.com/en>. [Zugriff am 24 04 2025].
- [7] Rosie Christodoulaki, Panagiotis Tsekouras, Pedro Horta, Annie Zirkel-Hofer, Mario Biencinto, Lourdes González, Loreto Valenzuela, Christoph Rohringer, Toago Osorio und Klaus Hennecke, „INSHIP Project Deliverable 3:5 – Standardisation requirements for BoP,“ 2017.
- [8] O.Ö. Energiesparverband (ESV), ESCAN Region of Castillas y Madrid, Energy Centre České Budějovice (ECCB), GERTEC, Sächsische Energieagentur (SAENA), Energy agency of Podravje (Energap), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), „Solar Process heat (So-Pro) Publishable result-orientated report“.
- [9] Stephan Fischer, Harald Drück, Stephan Bachmann und Markus Gensbaur, „Kostenreduktion in der Solarthermie durch standardisierte Komponenten und Schnittstellen,“ Stuttgart, 2020.
- [10] Lukas Feierl, Sabine Putz, Viktor Unterberger, Mohamad S. Mortada, Yuvaraj Pandian, Adam R. Jensen, Thomas Natiesta, Stefan Mehnert, Daniel Tschopp und Philip Ohnewein, „Efficient Gathering, Storing, Distributing and Validation of Data,“ 2024.
- [11] Bastian Schmitt, „Integration thermischer Solaranlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme in Industriebetrieben,“ Shaker Verlag, 2014.
- [12] Sabine Frisch, Dr. Martin Pehnt, Philipp Otter, „Prozesswärme im Marktanzreizprogramm,“ 2010.