

# 1 Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes  
Solarthermie – solare Grossanlagen

## 2 Projektdaten

| Allgemeines zum Projekt                                       |   |
|---|---|
| <b>Projekttitle:</b>  | Solare Prozesswärme Sandoz_Schaftenau_KR20ST1K17902   |
| <b>Programm inkl. Jahr:</b>                                   | Solare Großanlagen - Machbarkeitsstudie (2021)  |
| <b>Dauer:</b>   | 23.02.2021 bis 31.12.2021   |
| <b>Kontaktperson Name:</b>                                    | DI Johannes Luttenberger  |
| <b>Kontaktperson Adresse:</b>                                 | Puchstrasse 85, 8020 Graz   |
| <b>Kontaktperson Telefon:</b>                                 | +43 650 4823052   |
| <b>Kontaktperson E-Mail:</b>                                  | <a href="mailto:j.luttenberger@solid.at">j.luttenberger@solid.at</a>  |
| <b>Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):</b> | SANDOZ GmbH (Tirol)<br>Jürgen Zettl<br><i>Head Technical Services</i><br><i>Site Development Kundl/Schaftenau</i>                                     |
| <b>Schlagwörter:</b>  | Solare Prozesswärme, erneuerbare Energien, Pharmaindustrie, SANDOZ GmbH, SOLID Solar Energy Systems GmbH, KLIEN solare Großanlagen Machbarkeitsstudie |
| <b>Auftragssumme:</b>   | 35.000 €  |
| <b>Klimafonds-Nr:</b>   | KR20ST1K17902   |
| <b>Erstellt am:</b>   | 23.12.2021  |

# 3 Projektübersicht

## a. Kurzfassung

Über die SANDOZ GmbH

Die SANDOZ GmbH ist ein innovatives weltweit tätiges Pharmaunternehmen, mit zwei Standorten in Tirol, Österreich. Diese Studie beleuchtet das Solarpotential einer solaren Prozesswärmeanlage am Standort Schafftenau.

Im Fokus des Unternehmens steht Handeln mit Sorgfalt und Verantwortung, auch bezogen auf die Umwelt. Daher gibt es seitens des Unternehmens größte Anstrengungen den CO<sub>2</sub> Ausstoß auf ein maximales Minimum zu reduzieren.

### Zusammenfassung - Ergebnisse der Studie

Die SOLID SOLAR ENERGY SYSTEMS GmbH hat zwei Varianten von solaren Prozesswärmeanlagen ausgearbeitet. Diese zwei Varianten unterstützen einen Heizprozess und zwei Prozesse bei der Bereitstellung von sterilem Wasser für Injektionszwecke. Die notwendigen Prozesstemperaturen verbraucherseitig sind nicht höher als 82°C und eignen sich daher hervorragend für die Einbindung einer solaren Prozesswärmeanlage.

Die zwei ausgearbeiteten Versionen unterscheiden sich in der Gesamtfläche an verbauten Kollektoren und dem Volumen der Wärmespeicher. Die solar unterstützten Prozesse und Schnittstellen sind dieselben. Die wesentlichen technischen Unterschiede werden in der folgenden Tabelle gegenübergestellt.

| Variante   | PS03                         | PS03 & Wiese                 |
|--|------------------------------|------------------------------|
| <b>Kollektorfläche</b>   | <b>4.425,1 m<sup>2</sup></b> | <b>5.610,4 m<sup>2</sup></b> |
| <b>Wärmespeicher Volumen</b>   | 240 m <sup>3</sup>           | 340 m <sup>3</sup>           |
| <b>Thermische Peak Leistung</b>                                      | <b>3.098 kW</b>              | <b>3.927 kW</b>              |
| <b>Solarertrag pro Jahr</b>  | 1.883 MWh                    | 2.367 MWh                    |
| <b>Spezifischer Solarertrag pro Jahr und m<sup>2</sup></b>           | <b>425,6 kWh</b>             | <b>421,9 kWh</b>             |
| <b>Solarer Deckungsgrad der eingebundenen Prozesse über das Jahr</b> | 28%                          | 35%                          |

Tabelle 1: Variante 1 versus Variante 2, technische Parameter

Der Betriebsstandort wächst seit Jahren und ist dementsprechend verbaut. Die Dachflächen sind zum Teil stark verbaut und eignen sich nur eingeschränkt für die Belegung mit Solarthermie Kollektoren. Attraktive Flächen für die Belegung von Solarthermiekollektoren sind daher bestehende Parkplätze in Kombination mit Carports, sowie ein Wiesen- und Waldgrundstück am südlichen Ende des Werksgelände.

Ein Investment, in Kombination mit der KLIEN Förderung für große Solaranlagen, kann mittel- bis langfristig attraktive Wärmegestehungskosten regenerieren. Eine solare Prozesswärmeanlage kann somit eine attraktive Option sein, um Wärme CO<sub>2</sub> frei und wirtschaftlich bereitzustellen.

Die wesentlichen ökonomischen Unterschiede werden in der folgenden Tabelle gegenübergestellt.

| Variante  | PS03               | PS03 & Wiese       |
|---|--------------------|--------------------|
| <b>Investment solare Prozesswärmanlage</b>                                      | <b>€ 2.496.505</b> | <b>€ 2.946.838</b> |
| KLIEN FÖRDERUNG in EURO   | € 861.785          | € 957.040          |
| KLIEN FÖRDERUNG in %  | 34,5 %             | 32,5%              |
| <b>Investment nach KLIEN Förderung</b>  | <b>€ 1.634.720</b> | <b>€ 1.989.799</b> |
| Wartungskosten pro Jahr   | € 4.500            | € 4.500            |
| Betriebskosten pro Jahr (Strom)   | € 1.130            | € 1.420            |
| Wärmegestehungskosten auf 25 Jahre mit Förderung und CO <sub>2</sub> Einsparung | € 37 pro MWh       | € 35 pro MWh       |
| Wärmegestehungskosten auf 30 Jahre mit Förderung und CO <sub>2</sub> Einsparung | € 31 pro MWh       | € 29 pro MWh       |
| CO <sub>2</sub> Einsparung pro Jahr   | 373 Tonnen         | 469 Tonnen         |
| CO <sub>2</sub> Steuer in Österreich ab 2025 in Euro pro Tonne                  | € 55               | € 55               |

Tabelle 2: Variante 1 versus Variante 2, ökonomische Parameter

Temperaturniveaus der Prozesse, Aufbau der hydraulischen Verschaltung und die unterstützten Prozesse können aus dem folgenden Blockschaltbild entnommen werden.

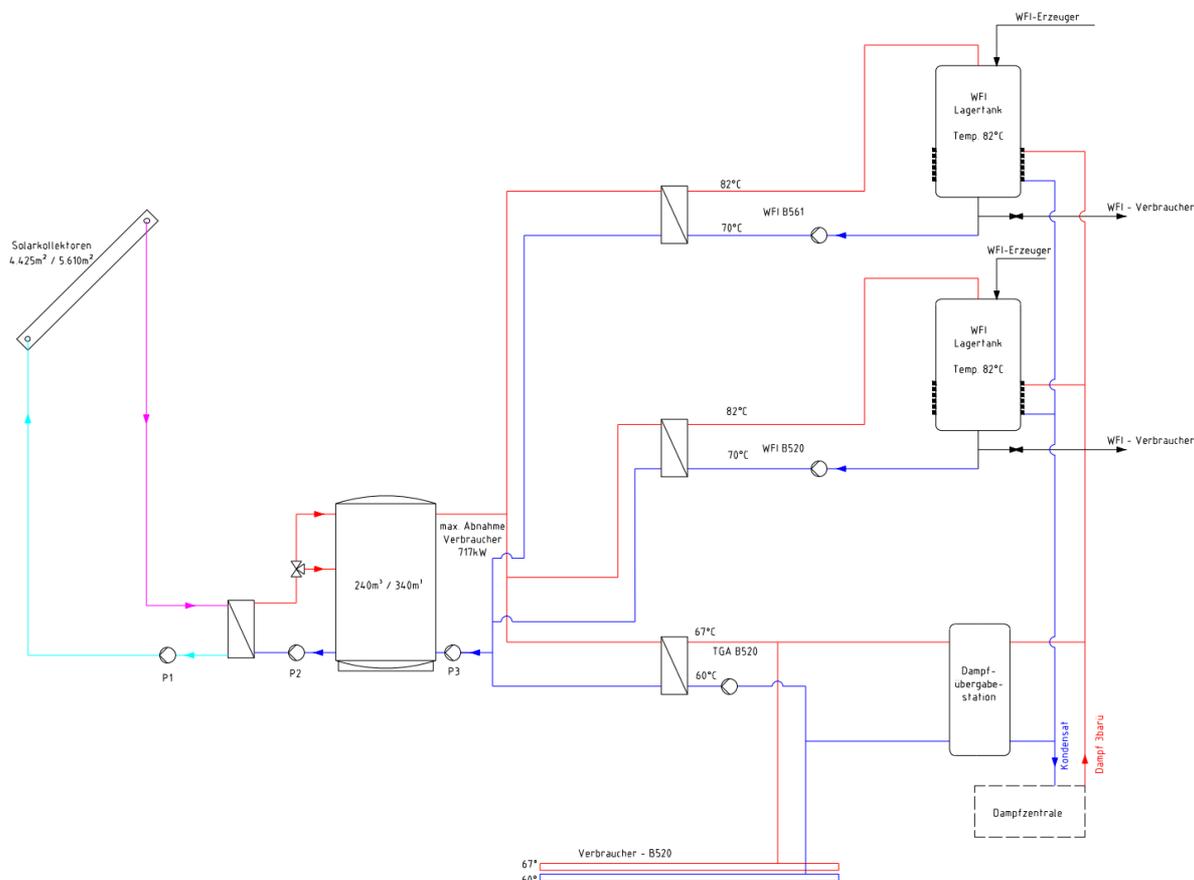


Abbildung 1: Hydraulisches Blockschaltbild beider Varianten

# 4 Hintergrund und Zielsetzung

## a. Ausgangslage

Über die SANDOZ GmbH

Das in Tirol angesiedelte Pharmaunternehmen Sandoz GmbH, mehrheitliche Tochtergesellschaft der Novartis Austria GmbH, ist mit mehr als 4000 Beschäftigten Österreichs führendes Pharmaunternehmen. Die Tiroler Produktionsstandorte Kundl und Schafteuau repräsentieren das größte Produktionszentrum innerhalb der Novartis Gruppe.

Werk Schafteuau

Der Produktionsstandort Schafteuau befindet sich in der Tiroler Gemeinde Langkampfen, nahe Kufstein. Das Werksgelände wurde 1958 erworben und umfasst aktuell 21,3 Hektar. Es befindet sich südlich des Ortsgebietes zwischen Landesstraße und Eisenbahn und verfügt über eine gute verkehrstechnische Anbindung.

Produziert werden hier vor allem Schilddrüsenhormone (Thyronine), Wachstumshormone, Wachstumshemmer und modernste biopharmazeutische Substanzen. In den letzten Jahren ist der Standort Schafteuau stark gewachsen.

Das Werk Schafteuau verfügt über zwei erdgasbefeuerte Dampfkessel, von denen im Notfall einer auf Heizöl umrüstbar ist. Der Gasverbrauch blieb in Schafteuau trotz des dynamischen Wachstums bis 2016 insgesamt stabil, der deutliche Anstieg in den Jahren 2017 und 2018 lässt sich v.a. auf die Ausweitung der Produktion zurückführen.

Im Jahr 2017 wurde ein zusätzlicher Mietkessel, welcher in erster Linie als Backup-Kessel für den Fall eines Stillstandes der konventionellen Gaskessel dienen soll, in Betrieb genommen. Dieser wird mit Heizöl extra leicht betrieben.

Der im Kesselhaus produzierte Dampf wird zum Teil als Prozessdampf direkt genutzt, ein größerer Teil dient jedoch der Erzeugung von Reinstdampf und von sterilem Wasser für Injektionszwecke. Rund ein Viertel der Dampfmenge wird außerdem zur Beheizung und Klimatisierung von Produktions- und Reinräumen verwendet.

## b. Solar unterstützte Prozesse

Am Standort Schafteuau wurde in Zusammenarbeit mit dem Kunden mögliche Schnittstellen für die Integration einer solaren Prozesswärmeanlage analysiert.

Die Wärmeversorgung der Gebäude und Prozesse erfolgt über:

- 1) Ein lokales Dampfnetz
- 2) Einem lokalem Warmwassernetz mit integrierter Abwärmenutzung von Kompressoren
- 3) und Wärmepumpen.

Die ausgewählten solarunterstützten Prozesse wurden auf Basis Standort, Temperaturniveau und dem dazugehörigen Wärmeverbrauch festgelegt.

2021-12-

23\_KLIEN\_Endbericht\_Machbarkeitsstudie\_Sandoz\_Shafteuau\_publizierbar\_V2\_final.docx

Eine solare Einbindung in das lokale Warmwassernetz wurde als negativ bewertet, da diese das Abwärmenutzung-Potential der Kompressoren negativ beeinträchtigen würde.

## Prozess – Warmhaltung „Water for Injection – WFI“ für Wirkstoffherstellung (B520 & B561)

In der Business Unit Drug Substance Schafftenau (DSS) wird zur Wirkstoffherstellung in unterschiedlichen Prozessschritten „Water for Injection – WFI“ (Reinstwasser) benötigt. Hierzu wird das erzeugte WFI in Lagertanks gelagert, und über WFI-Loops mit einem konstanten Durchfluss zirkuliert.

Bei Rückeintritt in den Lagertank beträgt die Temperatur des WFI ca. 70° und wird über einen Doppelmantel am WFI-Lagertank auf die geforderte Lagerungstemperatur von min. 82°C erwärmt. Aktuell wird die Temperatur mit Hilfe von Dampf über einen Doppelmantel am Lagertank aufrechterhalten.

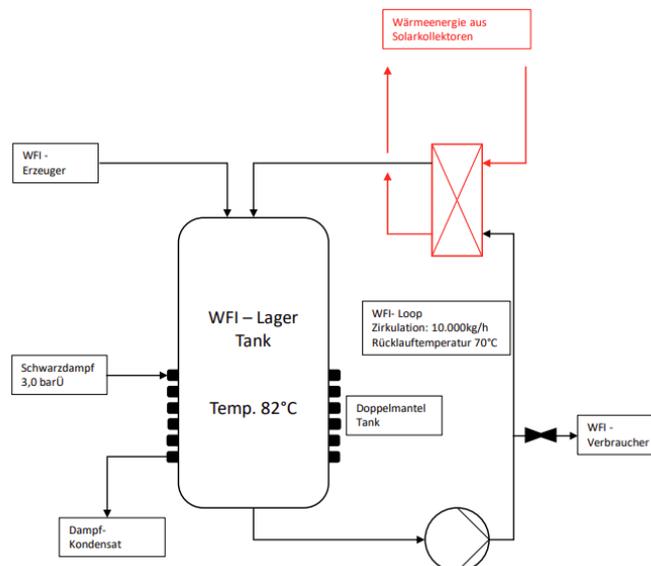


Abbildung 2: Vereinfachtes Schema einer WFI Versorgung inkl. Wärmetauscher Einbindung für die Solaranlage

Dieser Prozess wird über die Solarthermieanlage in 2 Gebäuden unterstützt, im Gebäude 561 und Gebäude 520.

## Warmwasser für Technische Gebäudeausrüstung TGA (B520)

Um die produktionsrelevanten Reinraumparameter zu gewährleisten, wird im Produktionsgebäude 520 mit Hilfe von fünf Dampf-Umformer Stationen mit einer Gesamtleistung von 3.500kW aus Schwarzdampf 3,0 barÜ Warmwasser mit einer Vorlauftemperatur von 67°C für die technische Gebäude Ausrüstung TGA gewonnen. Die erzeugte Energie wird für die Gebäudeheizung sowie zur Entfeuchtung (Kondensationsentfeuchtung) der Zuluft Reinnräume verwendet.

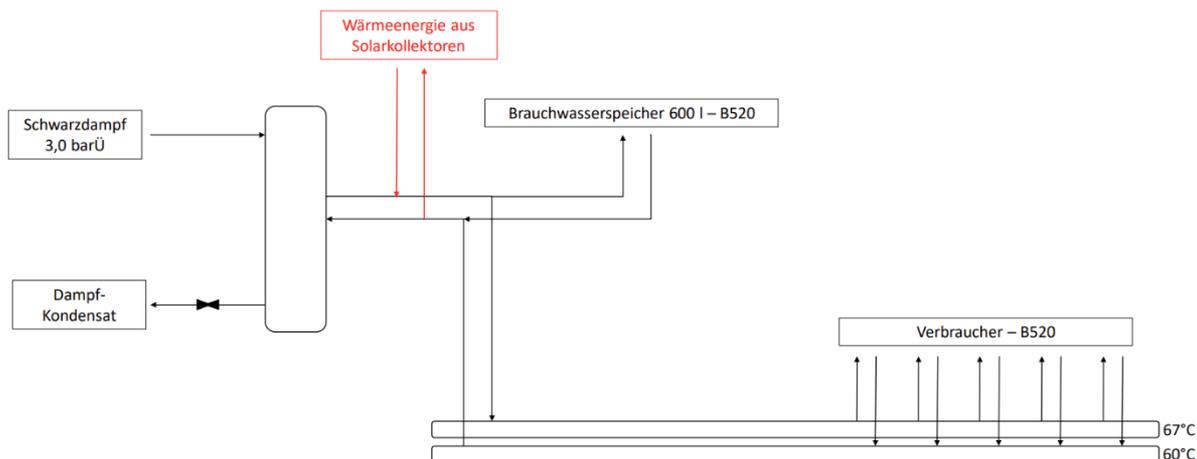


Abbildung 3: Vereinfachtes Schema der Wärmebereitstellung für TGA, Gebäude 520

Dieser Prozess wird über die Solarthermieanlage im Gebäude 520 unterstützt.

## Übersicht solarunterstützte Prozesse

In folgender Tabelle werden die solarunterstützten Prozesse mit Temperaturniveau, max. notwendige Leistung sowie Energieverbrauch aufgeschlüsselt:

| Prozess / Wärmeabnehmer | Vorlauf Temp. Prozess | Rücklauf Temp. Prozess | Notwendige Wärmeleistung | Energieverbrauch |
|-------------------------|-----------------------|------------------------|--------------------------|------------------|
| <b>WFI B561</b>         | 82°C                  | 70°C                   | 160 kW                   | 1.401,6 MWh      |
| <b>WFI B520</b>         | 82°C                  | 70°C                   | 223 kW                   | 1.992,0 MWh      |
| <b>TGA B520</b>         | 67°C                  | 60°C                   | 334 kW                   | 3.305,4 MWh      |

Tabelle 3: Übersicht der solarunterstützten Prozesse mit Temperaturniveau und Energieverbrauch

## Beteiligten Akteure und Stakeholder

Die Studie wurde von der SOLID Solar Energy Systems GmbH ausgearbeitet. Der mögliche Kunde, die Sandoz GmbH, unterstützte mit technischen und wirtschaftlichen Informationen.

| Firma                                  | Ansprechperson        | Title / Verantwortung  |
|--|-----------------------|--|
| <b>SOLID Solar Energy Systems GmbH</b> | Johannes Luttenberger | Senior Project Developer, Ausarbeitung der Studie  |
| <b>SANDOZ GmbH</b>                     | Jürgen Zettl          | Head Technical Service; Entscheidungsträger über Investment im Energiebereich, fachliche Unterstützung kundenseitig. |

## c. Aufgabenstellung & Zielsetzung

Aufgrund des Konzernziel bis 2025 alle Energieträger auf CO<sub>2</sub> neutrale Quellen umzustellen, wird momentan intensiv an möglichen alternativen Energiebereitstellungstechnologien gesucht bzw. bereits investiert.

Nachdem am Werksstandort Schaftenau zu 100% grüner CO<sub>2</sub> freier Strom bezogen wird, bleibt die Hauptaufgabe das zur Wärme- bzw. Dampfbereitstellung verwendete Erdgas zu einem Maximum zu reduzieren.

Eine solarthermische Prozesswärmanlage könnte dabei ein Teil der Lösung sein, ohne dabei starken Preisschwankungen von Strom bzw. Gas ausgesetzt zu sein.

## 5 Projektinhalt und Ergebnis(se)

In der Studie wurden zwei unterschiedliche Varianten ausgearbeitet, welche sich in der Bezeichnung auf die belegte Fläche der Kollektoren bezieht. „PS03“ steht für Parkplatz 3, und „Wiese“ bezieht sich auf das angrenzende Wiesengrundstück, welches ebenfalls mit Kollektoren belegt werden kann.

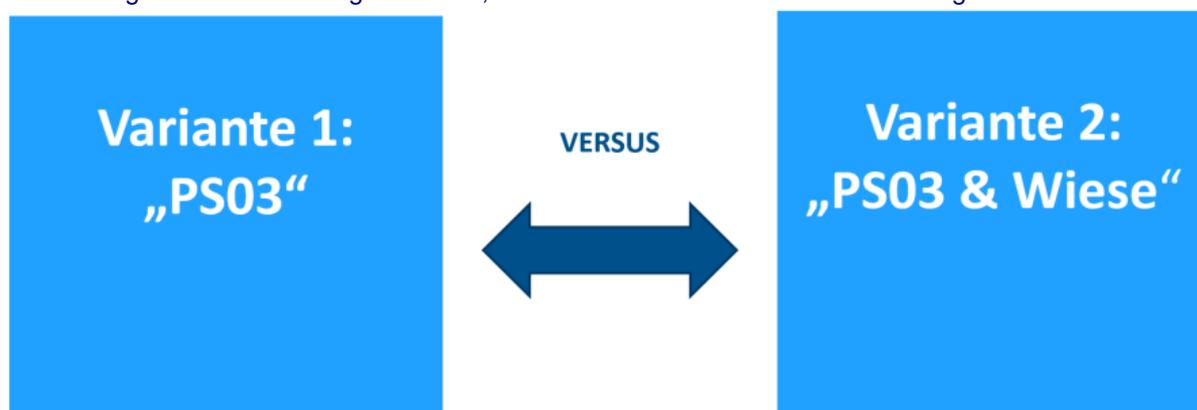


Abbildung 4: Bezeichnung der zwei ausgearbeiteten Varianten; „PS03“ sowie PS03 & Wiese“

Der wesentliche Unterschied zwischen Variante 1 „PS03“ und Variante 2 „PS03 & Wiese“ besteht in der Größe der Kollektorfläche. Die Kollektorfläche in Variante 1 mit 4.425 m<sup>2</sup> wird in der Variante 2 auf 5.610 m<sup>2</sup> erweitert, sowie das Pufferspeichervolumen erhöht.

## a. Variante 1 „PS03“

### i. Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Hydraulisches Blockschaltbild

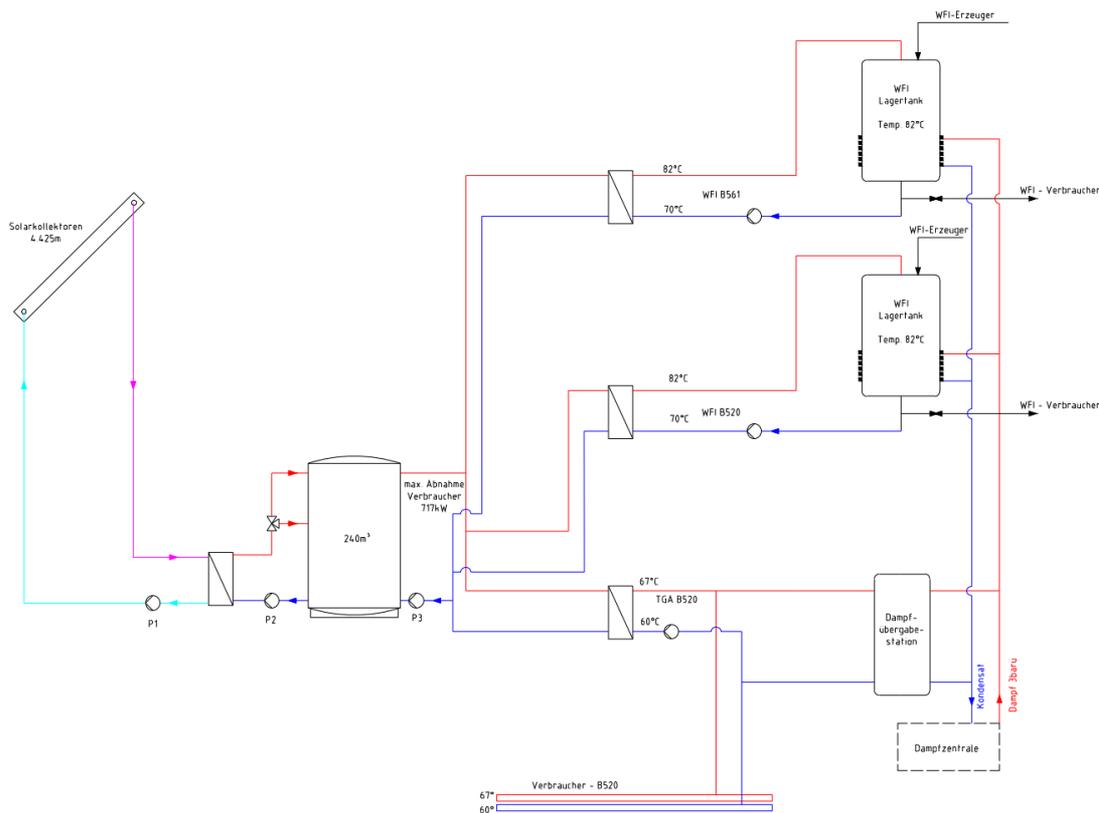


Abbildung 5: Hydraulisches Blockschaltbild, Variante 1

### ii. Entwurfspläne für Wärmespeicherkonstruktionen

Das Wärmespeichervolumen für die Variante 1 „PS03“ beträgt 240 m<sup>3</sup>. Angedacht ist die Verwendung von 4 x 60m<sup>3</sup> Speichern. Die Spezifikationen des Speichers betragen:

1. Durchmesser: 2,9 Meter
2. Höhe: 9,65 Meter
3. Volumen: 60 m<sup>3</sup>
4. Max. Betriebsdruck: 8 bar
5. Prüfdruck: mindestens 11,5 bar
6. Maximale Betriebstemperatur: 110°C

2021-12-

23\_KLIEN\_Endbericht\_Machbarkeitsstudie\_Sandoz\_Schaftenau\_publizierbar\_V2\_final.docx

Grundriss:

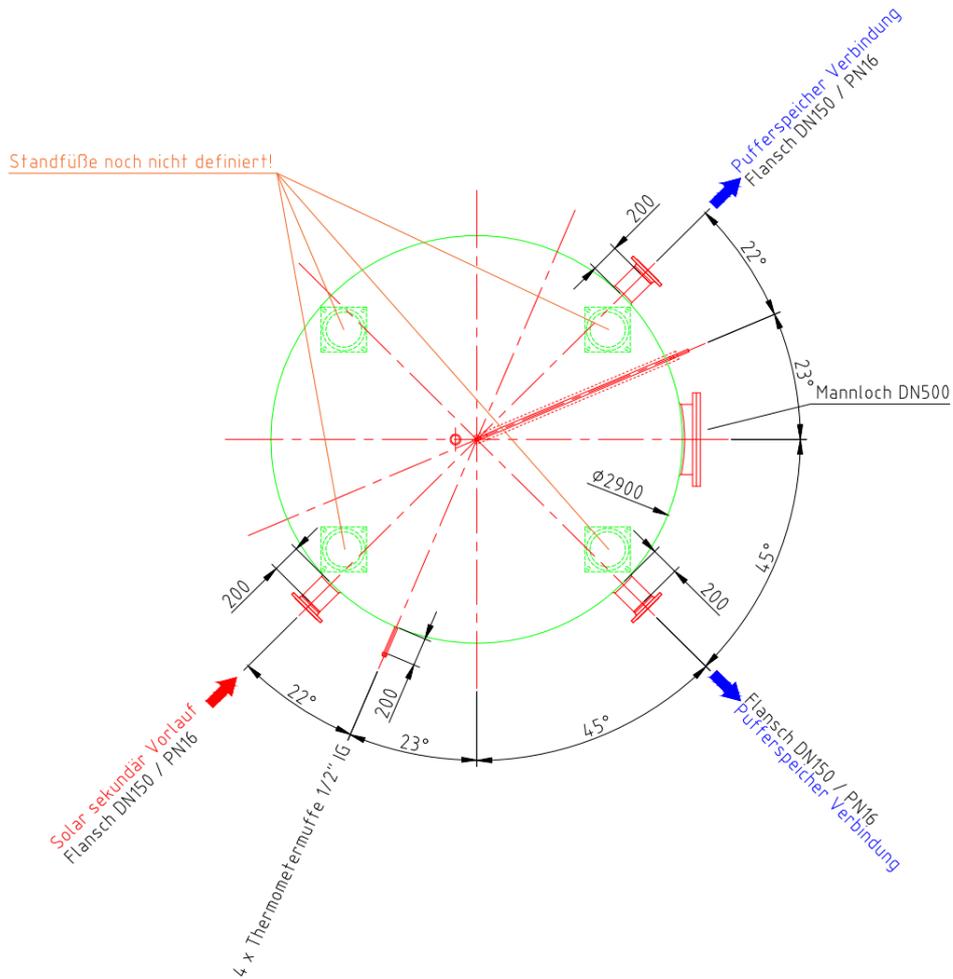


Abbildung 6: Pufferspeicher Grundriss, Variante 1

**Aufriss:**

Pufferspeicher 2 - Bemaßung  
Ansicht A-A

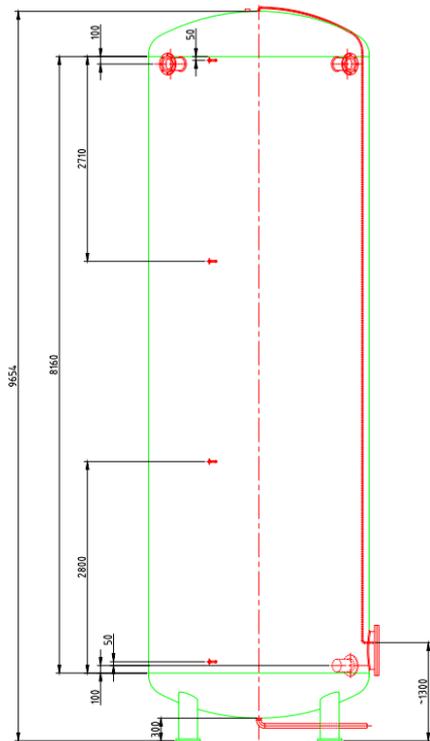
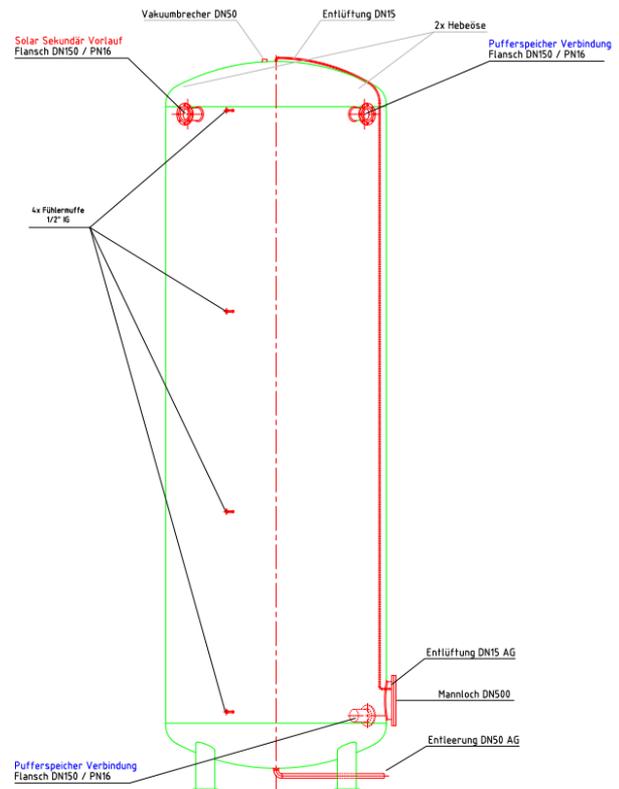


Abbildung 7: Pufferspeicher Aufriss, Variante 1

**Isometrie:**

Pufferspeicher 2 - Beschriftung  
Ansicht A-A



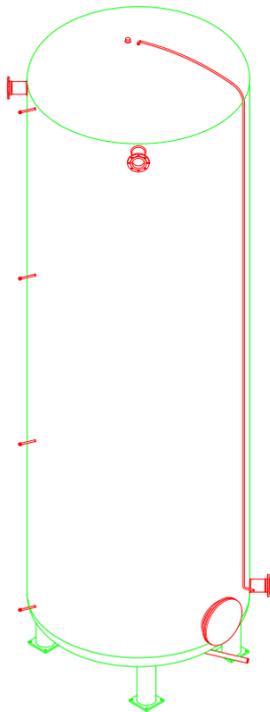


Abbildung 8: Pufferspeicher Isometrie, Variante 1

### iii. Anlagendimensionen

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Anlagendimensionen angeführt.

| <b>Anlagendimensionen</b>    |                        |
|------------------------------|------------------------|
| <b>Bruttokollektorfläche</b> | 4.425,1 m <sup>2</sup> |
| <b>Peak - Wärmeleistung</b>  | 3.098 kW               |
| <b>Speichervolumen</b>       | 240 m <sup>3</sup>     |

Tabelle 4: Anlagendimensionen, Variante 1

### iv. Energiebilanz

Energiebedarf der solarunterstützten Prozesse

Der monatliche Energiebedarf von den Prozessen beträgt pro Jahr 6.699 MWh. In der folgenden Tabelle werden die monatlichen Verbräuche angeführt.

| Energieverbrauch Prozesse |                |                |                |
|---------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Monat                     | WFI B520 [MWh] | WFI B561 [MWh] | TGA B561 [MWh] |
| Jänner                    | 166            | 119            | 358            |
| Februar                   | 166            | 108            | 249            |
| März                      | 166            | 119            | 285            |
| April                     | 166            | 115            | 247            |
| Mai                       | 166            | 119            | 245            |
| Juni                      | 166            | 115            | 243            |
| <b>Juli</b>               | 166            | 119            | 249            |
| August                    | 166            | 119            | 269            |
| September                 | 166            | 115            | 289            |
| Oktober                   | 166            | 119            | 218            |
| November                  | 166            | 115            | 298            |
| Dezember                  | 166            | 119            | 356            |
| <b>SUMME</b>              | <b>1,992</b>   | <b>1,402</b>   | <b>3,305</b>   |

Tabelle 5: Monatlicher Energiebedarf der Prozesse, Variante 1

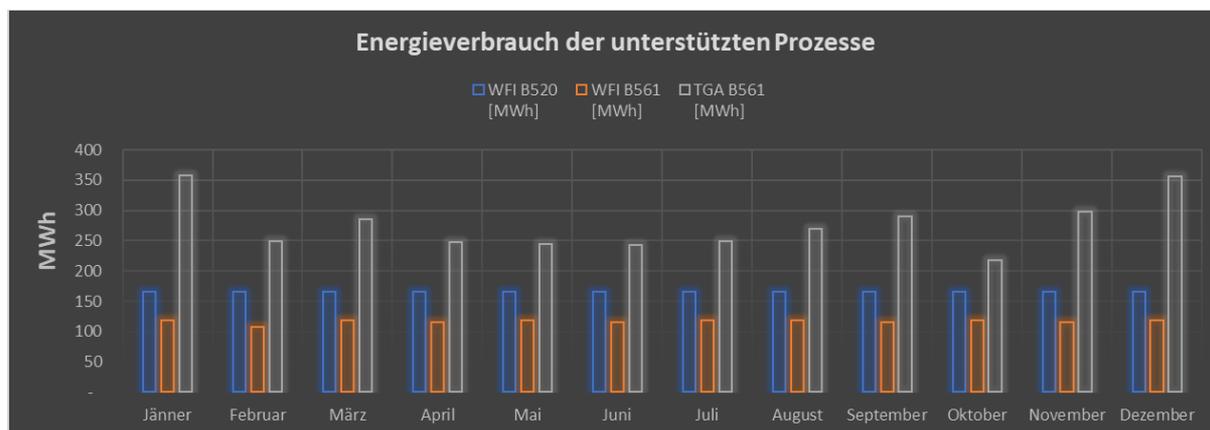


Abbildung 9: Monatlicher Energiebedarf der Prozesse, Variante 1

## Energiebedarf, Solarertrag und die solare Deckung – Variante „PS03“

Mit einem Solarertrag von insgesamt 1883 MWh pro Jahr können 28% des Energieverbrauchs gedeckt werden. Die CO<sub>2</sub> Belastung pro MWh Wärme beträgt 0,198 Tonnen. Somit kann die Variante PS03 pro Jahr 373 Tonnen an CO<sub>2</sub> einsparen. In den Sommermonaten Juni und Juli können bis zu 55% der notwendigen Wärme via Solar bereitgestellt werden.

| Monat        | Verbrauch Gesamt [MWh] | Solarertrag PS03 Gesamt [MWh] | Solare Deckung PS03 [%] | CO2 Einsparung PS03 [ton] |
|--------------|------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Jänner       | 643                    | 26                            | 4%                      | 5                         |
| Februar      | 523                    | 49                            | 9%                      | 10                        |
| März         | 570                    | 157                           | 28%                     | 31                        |
| April        | 528                    | 207                           | 39%                     | 41                        |
| Mai          | 530                    | 286                           | 54%                     | 57                        |
| Juni         | 524                    | 286                           | 55%                     | 57                        |
| <b>Juli</b>  | 534                    | 295                           | 55%                     | 58                        |
| August       | 554                    | 248                           | 45%                     | 49                        |
| September    | 571                    | 180                           | 32%                     | 36                        |
| Oktober      | 503                    | 104                           | 21%                     | 21                        |
| November     | 579                    | 35                            | 6%                      | 7                         |
| Dezember     | 641                    | 10                            | 2%                      | 2                         |
| <b>SUMME</b> | <b>6699</b>            | <b>1883</b>                   | <b>28%</b>              | <b>373</b>                |

Tabelle 6: Verbrauch versus Solarertrag, Variante 1

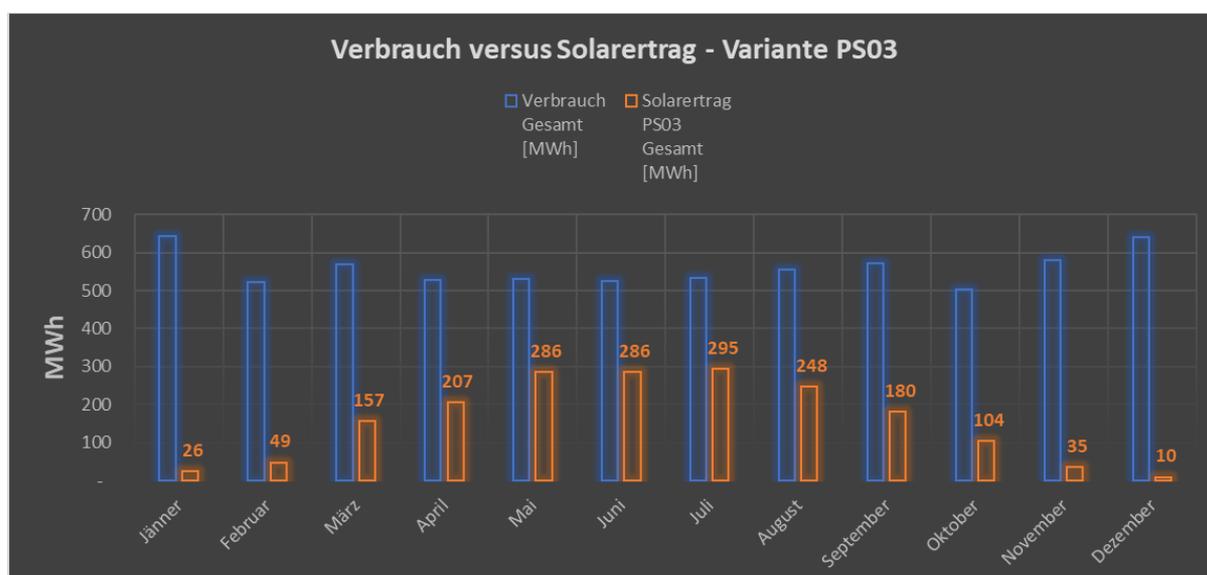


Abbildung 10: Verbrauch versus Solarertrag, Variante 1

## Energiebedarf, Solarertrag und die solare Deckung der einzelnen Prozesse

Anhand der dynamischen Simulation wurde folgende Verteilung des Solarertrages auf die unterschiedlichen Prozesse festgelegt:

| Monat        | Verbrauch WFI B520 [MWh] | Solare Wärme für WFI B520 [MWh] | Solare Deckung [%] |
|--------------|--------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Jänner       | 166                      | 3                               | 2%                 |
| Februar      | 166                      | 12                              | 7%                 |
| März         | 166                      | 41                              | 25%                |
| April        | 166                      | 60                              | 36%                |
| Mai          | 166                      | 87                              | 52%                |
| Juni         | 166                      | 86                              | 52%                |
| Juli         | 166                      | 88                              | 53%                |
| August       | 166                      | 68                              | 41%                |
| September    | 166                      | 48                              | 29%                |
| Oktober      | 166                      | 31                              | 19%                |
| November     | 166                      | 7                               | 4%                 |
| Dezember     | 166                      | 0                               | 0%                 |
| <b>SUMME</b> | <b>1992</b>              | <b>530</b>                      | <b>27%</b>         |

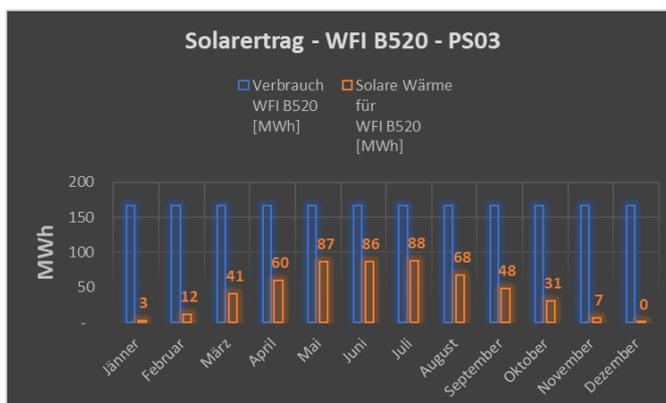


Tabelle 7: Anteil solare Wärme für WFI B520, Variante 1

| Monat        | Verbrauch WFI B561 [MWh] | Solare Wärme für WFI B561 [MWh] | Solare Deckung [%] |
|--------------|--------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Jänner       | 119                      | 3                               | 3%                 |
| Februar      | 108                      | 9                               | 8%                 |
| März         | 119                      | 32                              | 27%                |
| April        | 115                      | 44                              | 39%                |
| Mai          | 119                      | 64                              | 54%                |
| Juni         | 115                      | 65                              | 56%                |
| Juli         | 119                      | 66                              | 55%                |
| August       | 119                      | 52                              | 44%                |
| September    | 115                      | 35                              | 31%                |
| Oktober      | 119                      | 24                              | 20%                |
| November     | 115                      | 6                               | 5%                 |
| Dezember     | 119                      | 1                               | 1%                 |
| <b>SUMME</b> | <b>1402</b>              | <b>402</b>                      | <b>29%</b>         |

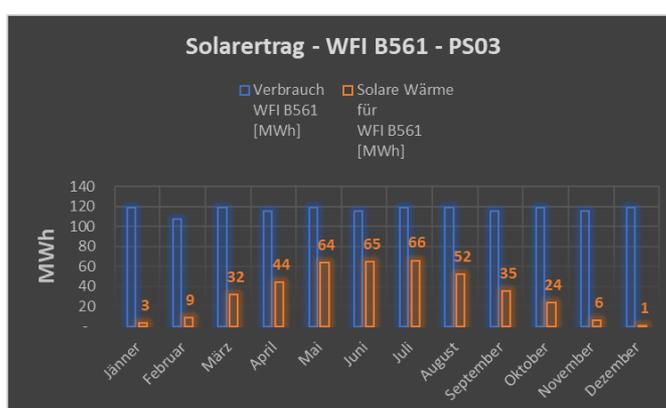


Tabelle 8: Anteil solare Wärme für WFI B561, Variante 1

| Monat        | Verbrauch TGA B520 [MWh] | Solare Wärme für TGA B520 [MWh] | Solare Deckung [%] |
|--------------|--------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Jänner       | 358                      | 19                              | 5%                 |
| Februar      | 249                      | 28                              | 11%                |
| März         | 285                      | 84                              | 30%                |
| April        | 247                      | 103                             | 42%                |
| Mai          | 245                      | 136                             | 55%                |
| Juni         | 243                      | 135                             | 56%                |
| Juli         | 249                      | 141                             | 57%                |
| August       | 269                      | 128                             | 47%                |
| September    | 289                      | 97                              | 33%                |
| Oktober      | 218                      | 49                              | 23%                |
| November     | 298                      | 23                              | 8%                 |
| Dezember     | 356                      | 9                               | 2%                 |
| <b>SUMME</b> | <b>3305</b>              | <b>952</b>                      | <b>29%</b>         |

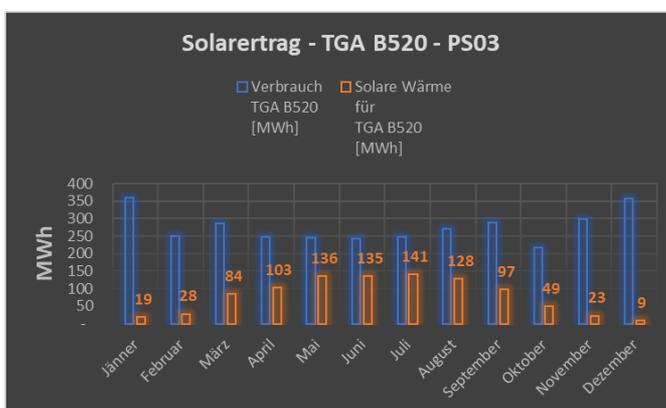


Tabelle 9: Anteil solare Wärme für TGA B520, Variante 1

## v. Durchschnittliche Energiespeichertemperaturen

Die durchschnittliche Speichertemperatur je Monat bezieht sich auf stündliche Werte aus der dynamischen Simulation:

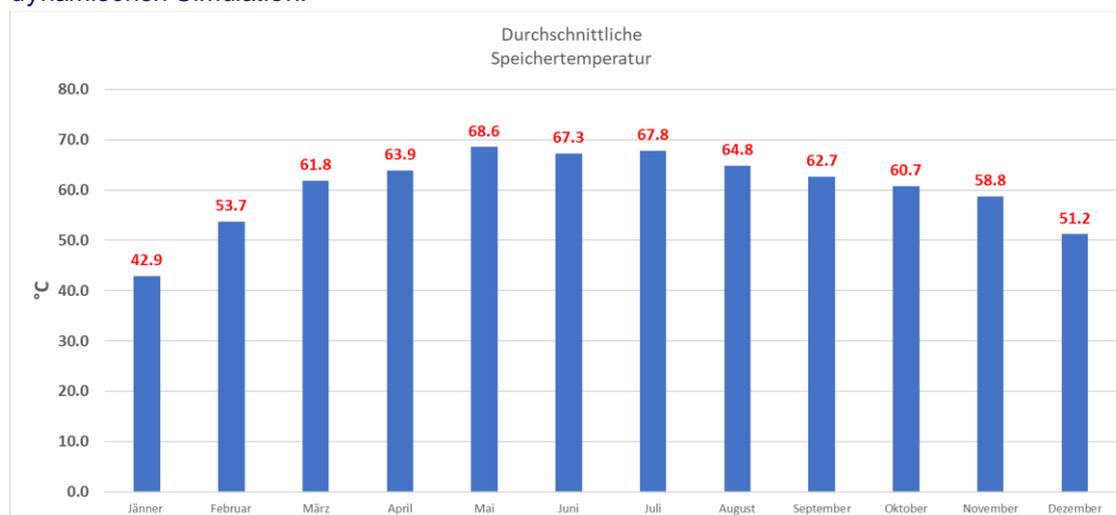


Abbildung 11: Durchschnittliche Energiespeichertemperaturen, Variante 1

## vi. Ökonomische Betrachtung

### Kostenschätzung

Die Kostenschätzung unterteilt sich in:

| <b>Kostenstelle</b> | <b>Kosten</b>      |
|---------------------|--------------------|
| Material            | € 2.379.175        |
| Planung             | € 117.330          |
| <b>GESAMT</b>       | <b>€ 2.496.505</b> |

Tabelle 10: Kostenschätzung, Variante 1

Als Förderung wurde basierend auf das KLIEN Förderungsschema ein Mischförderungssatz abgeschätzt:

|                                  |                    |
|----------------------------------|--------------------|
| Mischförderungssatz              | 34,5%              |
| Förderung KLIEN                  | € 861.785          |
| <b>Investment nach Förderung</b> | <b>€ 1.634.720</b> |

Tabelle 11: Förderung, Variante 1

## Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten wurden passierend auf die Annuitätenmethode (dynamisches Verfahren) ermittelt, wobei ein Diskontierungsfaktor (WACC) von 2,05% verwendet wurde.

Wesentliche Annahmen bezogen auf die Finanzierung der Anlage:

| Finanzierung                       | Kennzahlen |
|------------------------------------|------------|
| <b>Körperschaftsteuer</b>          | 25,0 %     |
| <b>Fremdkapital Zinssatz</b>       | 2,0 %      |
| <b>Eigenkapitalrendite</b>         | 7,0 %      |
| <b>Eigenkapital Anteil</b>         | 10,0 %     |
| <b>Fremdkapital Anteil</b>         | 90,0 %     |
| <b>Diskontierungsfaktor (WACC)</b> | 2,05 %     |

Tabelle 12: Finanzierungskennzahlen – Wärmegestehungskosten

Weitere wesentliche technische, energetische und finanztechnische Faktoren:

| Diskontierungsfaktor (WACC)              | 2.05%                  | SANDOZ PS03 |
|--|------------------------|-------------|
| Kapitalkosten                            | €                      | € 2,496,505 |
| Annuität der Kapitalkosten               | €/a                    | € 128,624   |
| Betriebskosten                           | €/a                    | € 5,630     |
| Jährliche Kosten                         | €/a                    | € 134,254   |
| Wärmeerzeugung                           | MWh/a                  | 1,883       |
| <b>Spezifische Kosten</b>                | <b>€/MWh</b>           | <b>€ 71</b> |
| Kapitalförderung (KLIEN)                 | €                      | -€ 861,785  |
| <b>Spez. Kosten inkl. Kapitalförderu</b> | <b>€/MWh</b>           | <b>€ 48</b> |
| CO <sub>2</sub> Emissionsfaktor BAU      | t CO <sub>2</sub> /MWh | 0.198       |
| CO <sub>2</sub> Preis                    | €/t                    | € 55.00     |
| CO <sub>2</sub> Reduktion                | t/a                    | 373         |
| CO <sub>2</sub> Einsparung               | €/t                    | -€ 20,506   |

Tabelle 13: Technische, energetische und finanztechnische Faktoren, Wärmegestehungskosten, Variante 1

Die Wärmegestehungskosten wurden in unterschiedlichen Varianten kalkuliert, auf eine Laufzeit von 25 sowie 30 Jahre.

|  | Auf 25 Jahre   | Auf 30 Jahre   |
|--|----------------|----------------|
| <b>Wärmegestehungskosten</b>   | 71 EUR pro MWh | 63 EUR pro MWh |
| <b>Wärmegestehungskosten mit KLIEN Förderung</b>                                 | 48 EUR pro MWh | 42 EUR pro MWh |
| <b>Wärmegestehungskosten mit KLIEN Förderung &amp; CO<sub>2</sub> Einsparung</b> | 37 EUR pro MWh | 31 EUR pro MWh |

Tabelle 14: Wärmegestehungskosten, Variante 1

## Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Die technische Realisierung der Anlage ist mit langen Versorgungsleitungen der solaren Prozesswärme zu den Abnehmern verbunden (ungefähr 500 Trassenmeter). Die starken Preisanstiege auf Stahl und andere Materialien in Q3 und Q4 im Jahr 2021 wurden berücksichtigt.

Die Anlage, mit einem Investment von 564,2 Euro pro m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche, ist somit im mittleren Kostenbenchmark-Bereich angesiedelt. Ein **ökonomisches positives Potential** für andere ähnliche Anlagen bzw. Kunden somit gegeben.

Die **technische Multiplizierbarkeit** ist weitreichend in der Industrie gegeben, bezugnehmend auf Prozesstemperaturen von max. 82°C, welche von effizienten Flachkollektoren problemlos bereitgestellt werden können. Die Wärmeübertragung erfolgt über handelsübliche Plattenwärmetauscher, und kann somit unabhängig von der Branche und Produkt auch in anderen Industriesektoren angewendet werden.

## vii. Rahmenbedingungen

### Identifikation behördliche Auflagen

Die Kollektoren sollen auf neu errichteten Carports auf den betriebseigenen Parkplatz bzw. Grundstück errichtet werden, welche sich im Industriegebiet befinden.

Laut der Baubehörde sind folgende Faktoren zu berücksichtigen:

- Abstand zur Grundgrenze: Mindestens 8 Meter
- Maximale Bauhöhe: 15

Die Kollektoren sollen auf dem Parkplatz „PS03“, auf neu errichteten Carports, installiert werden (siehe rotes Feld im Luftbild):

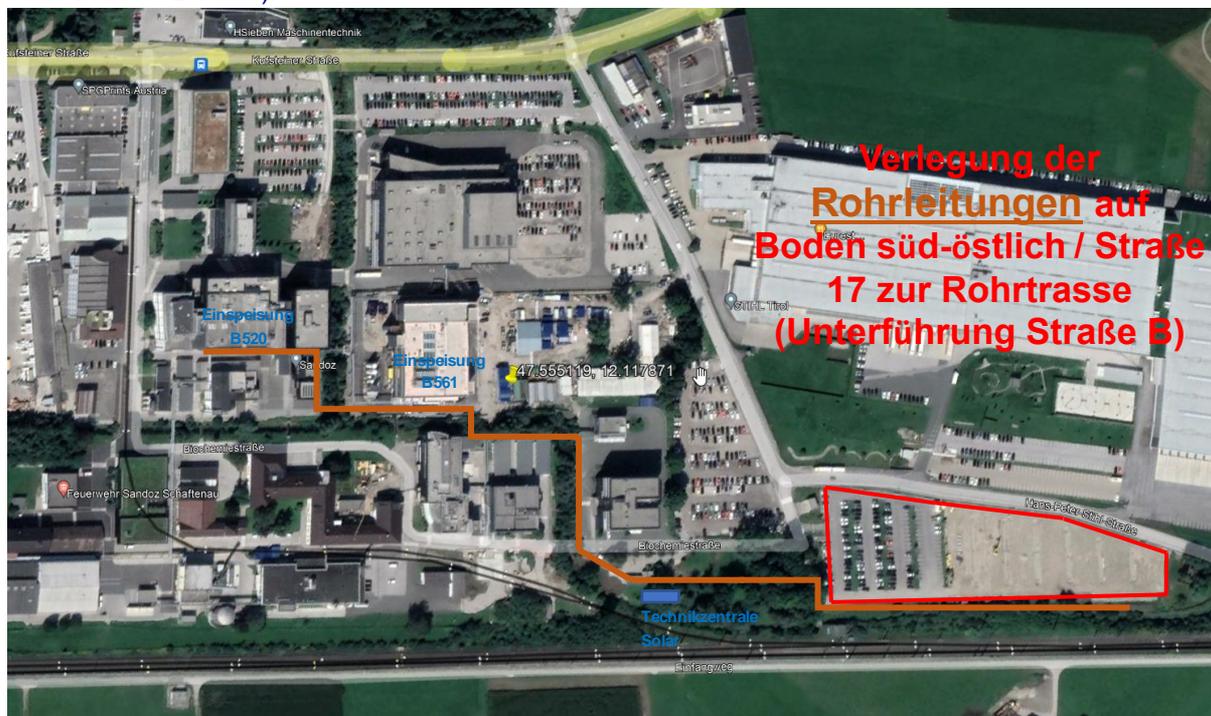


Abbildung 12: Luftbild vom Betriebsstandort Schafftenau (Quelle: Google Maps) mit markierten Parkplatz „PS03“

In Abbildung 12 sind ebenfalls die Rohrleitungswege, sowie die Einspeisepunkte im Gebäude „B520“ sowie „B561“, und die solare Technikzentrale eingezeichnet.

2021-12-

Die solare Technikzentrale soll als Containerlösung ausgeführt werden. Dadurch kann diese Lösung als Plug-and-play geliefert werden, und reduziert den lokalen Installationsaufwand.

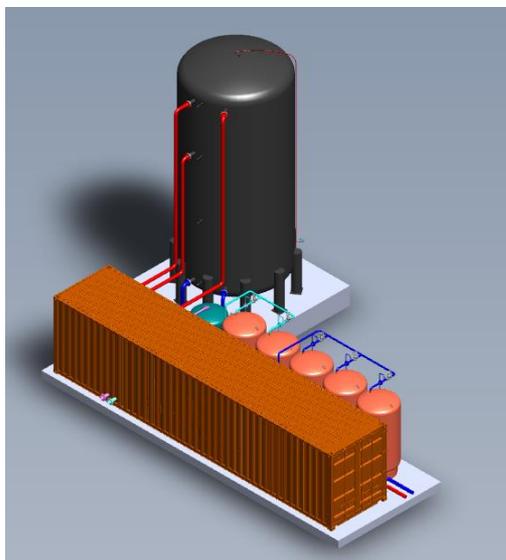


Abbildung 13: 3D Grafik einer möglichen Container Technikzentrale, mit neben angeordneten Behälter und Pufferspeicher.

Die Kollektorbelegung von PS03, auf Carports:

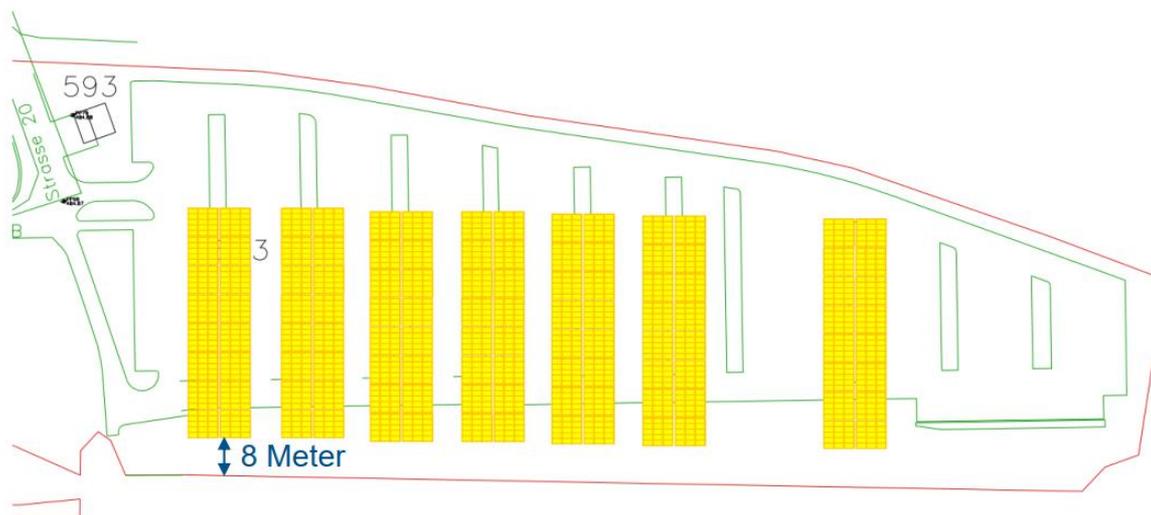


Abbildung 14: Kollektorbelegung Parkplatz PS03; in Summe 4.425 m<sup>2</sup>

## b. Variante 2 „PS03 & Wiese“

### i. Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Hydraulisches Blockschaltbild

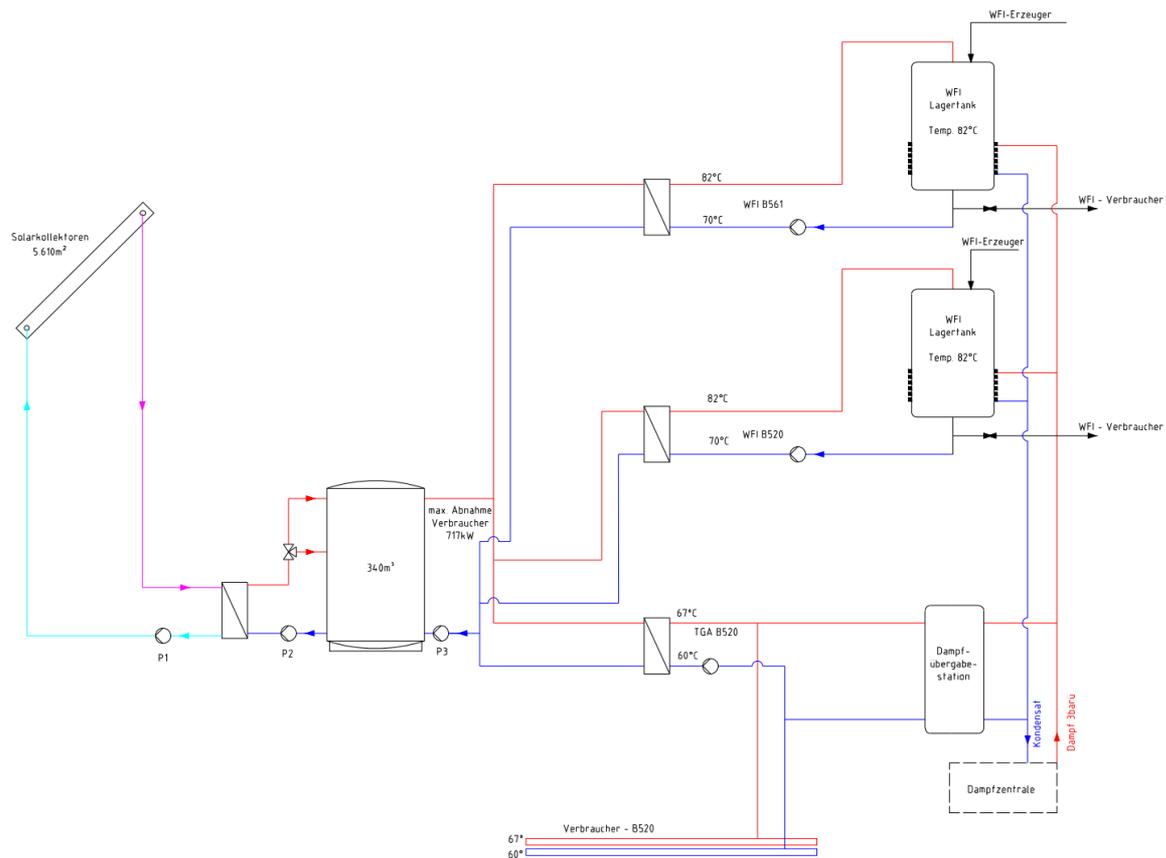


Abbildung 15: Hydraulisches Blockschaltbild, Variante 2

### ii. Entwurfspläne für Wärmespeicherkonstruktionen

Das Wärmespeichervolumen für die Variante 2 „PS03 & Wiese“ sollte mindestens 340 m<sup>3</sup> betragen. Angedacht ist die Verwendung von 5 x 60m<sup>3</sup> Speichern, sowie einen 1 x 40 m<sup>3</sup> Speicher.

Die Spezifikationen und Entwurfspläne der 60 m<sup>3</sup> großen Speicher sind einsehbar in Variante 1, unter **Entwurfspläne für Wärmespeicherkonstruktionen**. Der 40 m<sup>3</sup> große Speicher hat folgende Spezifikationen:

1. Durchmesser: 2,9 Meter
2. Höhe: 6,7 Meter
3. Volumen: 40 m<sup>3</sup>
4. Max. Betriebsdruck: 8 bar

2021-12-

- 5. Prüfdruck: mindestens 11,5 bar
- 6. Maximale Betriebstemperatur: 110°C

**Grundriss:**

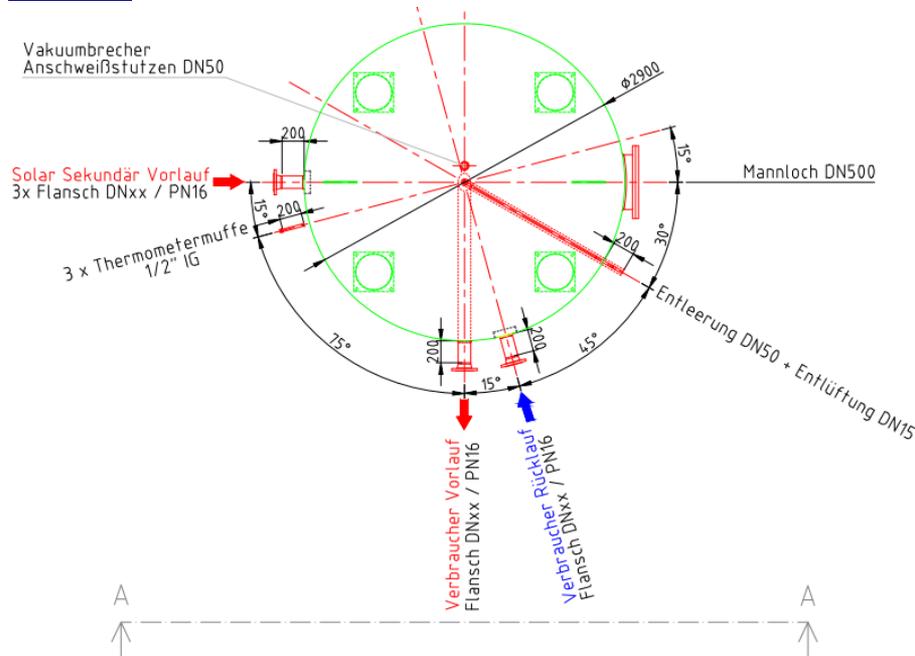
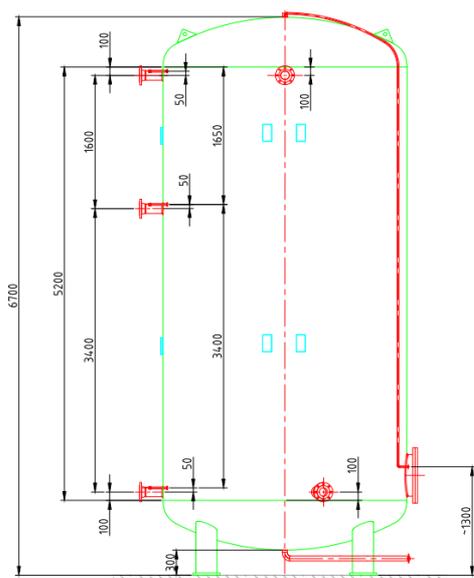


Abbildung 16: Pufferspeicher Grundriss, 40 m<sup>3</sup>, Variante 2

**Aufriss:**

Pufferspeicher - Bemaßung  
Ansicht A-A



Pufferspeicher - Beschriftung  
Ansicht A-A

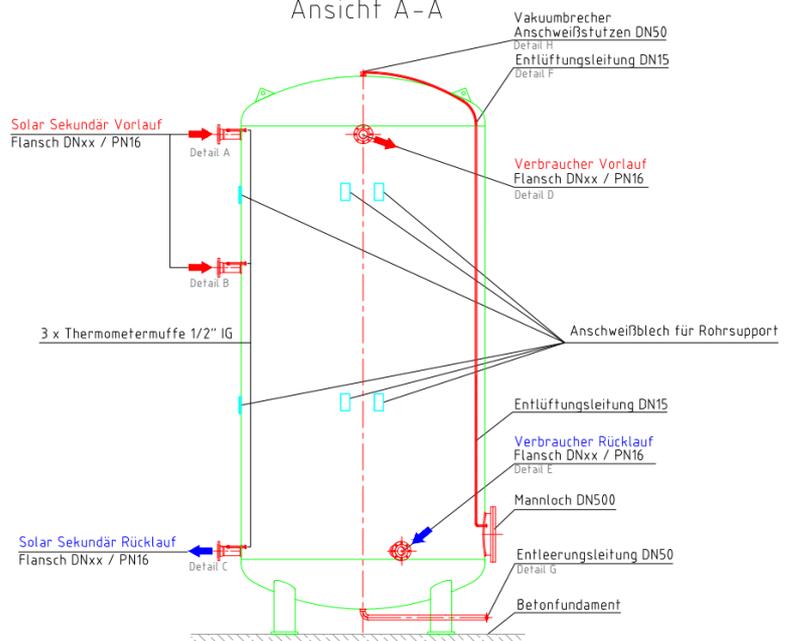


Abbildung 17: Pufferspeicher Aufriss, 40 m<sup>3</sup>, Variante 2

2021-12-

Isometrie:

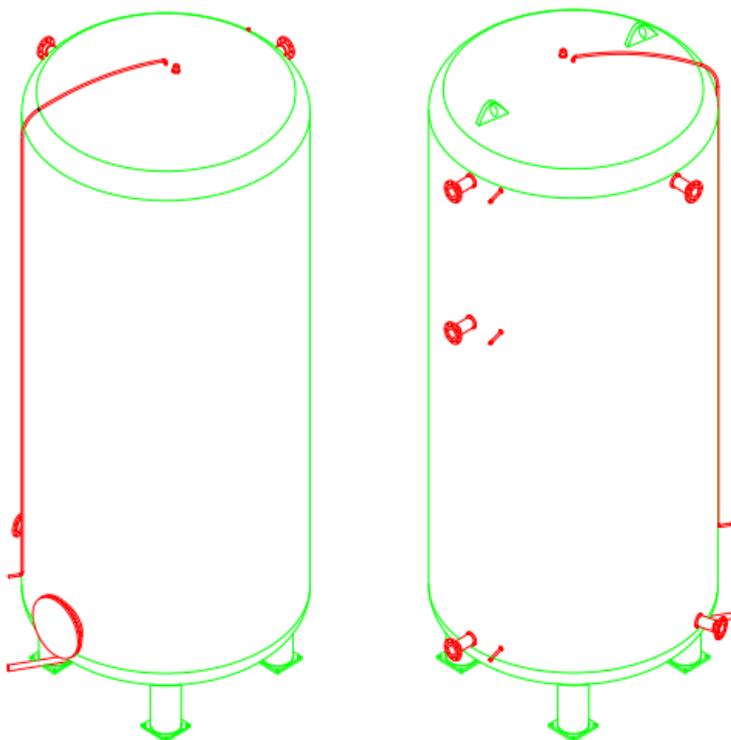


Abbildung 18: Pufferspeicher Aufriss, 40 m<sup>3</sup>, Variante 2

### iii. Anlagendimensionen

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Anlagendimensionen angeführt.

| <b>Anlagendimension</b>      |                      |
|------------------------------|----------------------|
| <b>Bruttokollektorfläche</b> | 5.610 m <sup>2</sup> |
| <b>Peak - Wärmeleistung</b>  | 3.927 kW             |
| <b>Speichervolumen</b>       | 340 m <sup>3</sup>   |

Tabelle 15: Anlagendimensionen, Variante 2

### iv. Energiebilanz

Energiebedarf der solarunterstützten Prozesse

Der monatliche Energiebedarf von den Prozessen beträgt pro Jahr 6.699 MWh. In der folgenden Tabelle werden die monatlichen Verbräuche angeführt.

| Monat        | Energieverbrauch Prozesse |                   |                   |
|--------------|---------------------------|-------------------|-------------------|
|              | WFI B520<br>[MWh]         | WFI B561<br>[MWh] | TGA B561<br>[MWh] |
| Jänner       | 166                       | 119               | 358               |
| Februar      | 166                       | 108               | 249               |
| März         | 166                       | 119               | 285               |
| April        | 166                       | 115               | 247               |
| Mai          | 166                       | 119               | 245               |
| Juni         | 166                       | 115               | 243               |
| <b>Juli</b>  | 166                       | 119               | 249               |
| August       | 166                       | 119               | 269               |
| September    | 166                       | 115               | 289               |
| Oktober      | 166                       | 119               | 218               |
| November     | 166                       | 115               | 298               |
| Dezember     | 166                       | 119               | 356               |
| <b>SUMME</b> | <b>1,992</b>              | <b>1,402</b>      | <b>3,305</b>      |

Tabelle 16: Monatlicher Energiebedarf der Prozesse, Variante 2

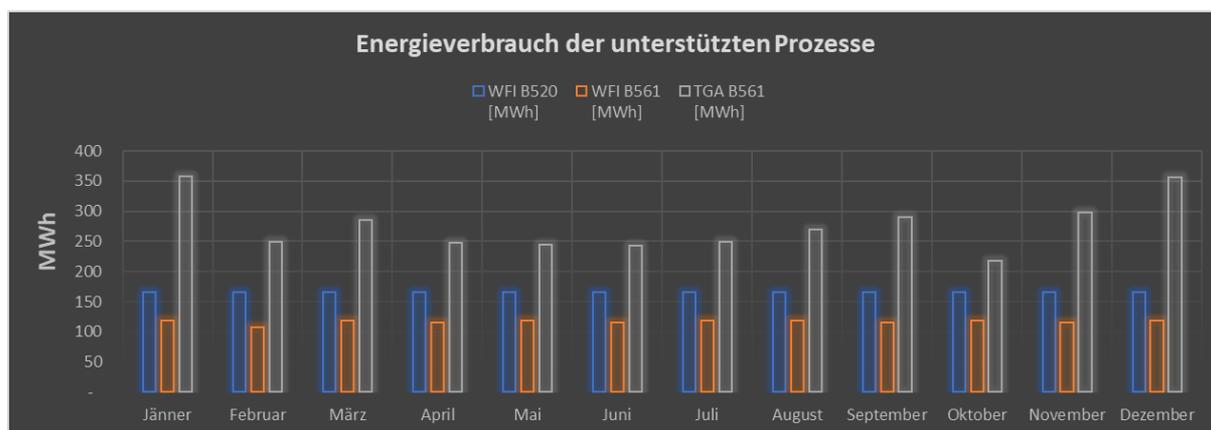


Abbildung 19: Monatlicher Energiebedarf der Prozesse, Variante 2

## Energiebedarf, Solarertrag und die solare Deckung – Variante „PS03 & Wiese“

Mit einem Solarertrag von insgesamt 2.367 MWh pro Jahr können 35% des Energieverbrauchs gedeckt werden. Die CO<sub>2</sub> Belastung pro MWh Wärme beträgt 0,198 Tonnen. Somit kann die Variante PS03 & Wiese pro Jahr 469 Tonnen an CO<sub>2</sub> einsparen. In den Sommermonaten Juni und Juli können bis zu 69% der notwendigen Wärme via Solar bereitgestellt werden.

| Monat        | Verbrauch Gesamt [MWh] | Solarertrag PS03 & Wiese Gesamt [MWh] | Solare Deckung PS03 & Wiese [%] | CO <sub>2</sub> Einsparung PS03 & Wiese [ton] |
|--------------|------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|---|
| Jänner       | 643                    | 30                                    | 5%                              | 6   |
| Februar      | 523                    | 63                                    | 12%                             | 12  |
| März         | 570                    | 201                                   | 35%                             | 40  |
| April        | 528                    | 264                                   | 50%                             | 52  |
| Mai          | 530                    | 352                                   | 66%                             | 70  |
| Juni         | 524                    | 360                                   | 69%                             | 71  |
| <b>Juli</b>  | 534                    | 361                                   | 68%                             | 71  |
| August       | 554                    | 309                                   | 56%                             | 61  |
| September    | 571                    | 236                                   | 41%                             | 47  |
| Oktober      | 503                    | 133                                   | 26%                             | 26  |
| November     | 579                    | 44                                    | 8%                              | 9   |
| Dezember     | 641                    | 13                                    | 2%                              | 3   |
| <b>SUMME</b> | <b>6699</b>            | <b>2367</b>                           | <b>35%</b>                      | <b>469</b>                                    |

Tabelle 17: Verbrauch versus Solarertrag, Variante 2

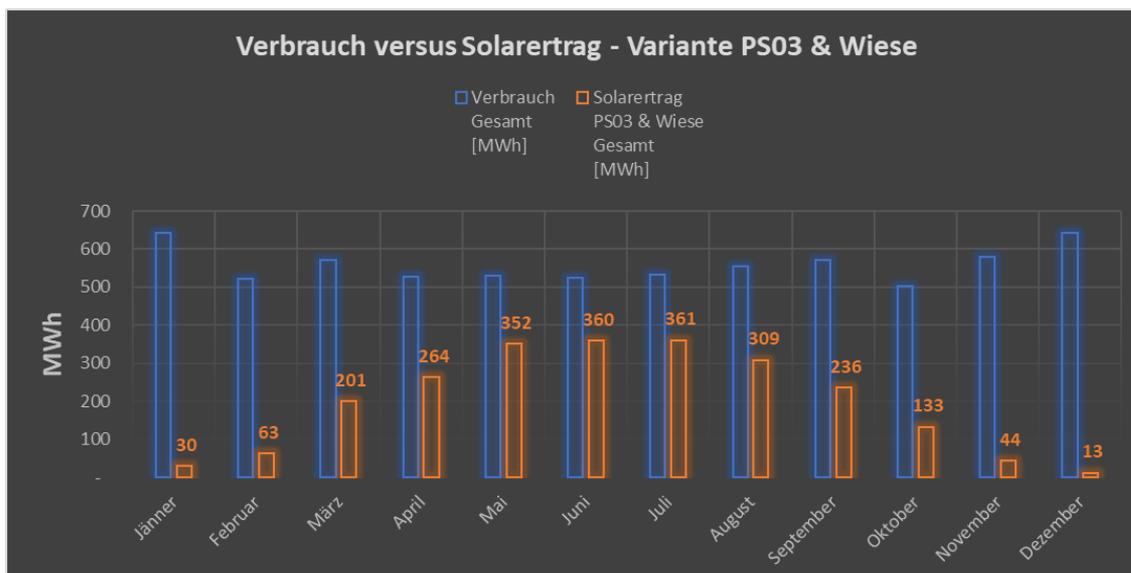


Abbildung 20: Verbrauch versus Solarertrag, Variante 2

## Energiebedarf, Solarertrag und die solare Deckung der einzelnen Prozesse

Anhand der dynamischen Simulation wurde folgende Verteilung des Solarertrages auf die unterschiedlichen Prozesse festgelegt:

| Monat        | Verbrauch WFI B520 [MWh] | Solare Wärme für WFI B520 [MWh] | Solare Deckung [%] |
|--------------|--------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Jänner       | 166                      | 4                               | 3%                 |
| Februar      | 166                      | 15                              | 9%                 |
| März         | 166                      | 54                              | 33%                |
| April        | 166                      | 79                              | 48%                |
| Mai          | 166                      | 108                             | 65%                |
| Juni         | 166                      | 111                             | 67%                |
| Juli         | 166                      | 110                             | 66%                |
| August       | 166                      | 86                              | 52%                |
| September    | 166                      | 64                              | 39%                |
| Oktober      | 166                      | 40                              | 24%                |
| November     | 166                      | 9                               | 5%                 |
| Dezember     | 166                      | 1                               | 0%                 |
| <b>SUMME</b> | <b>1992</b>              | <b>681</b>                      | <b>34%</b>         |

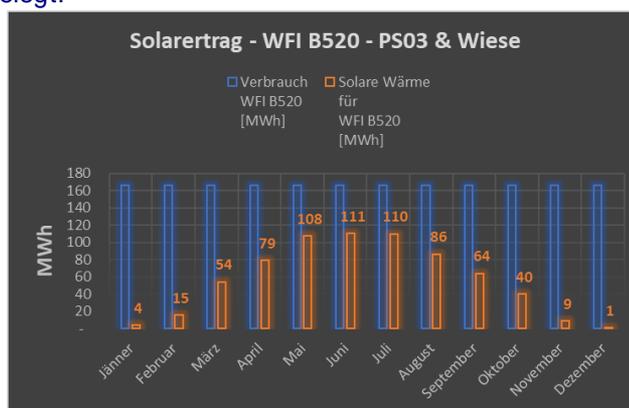


Tabelle 18: Anteil solare Wärme für WFI B520, Variante 2

| Monat        | Verbrauch WFI B561 [MWh] | Solare Wärme für WFI B561 [MWh] | Solare Deckung [%] |
|--------------|--------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Jänner       | 119                      | 4                               | 3%                 |
| Februar      | 108                      | 11                              | 11%                |
| März         | 119                      | 41                              | 34%                |
| April        | 115                      | 56                              | 49%                |
| Mai          | 119                      | 79                              | 66%                |
| Juni         | 115                      | 81                              | 70%                |
| Juli         | 119                      | 80                              | 67%                |
| August       | 119                      | 65                              | 55%                |
| September    | 115                      | 46                              | 40%                |
| Oktober      | 119                      | 31                              | 26%                |
| November     | 115                      | 8                               | 7%                 |
| Dezember     | 119                      | 1                               | 1%                 |
| <b>SUMME</b> | <b>1402</b>              | <b>504</b>                      | <b>36%</b>         |

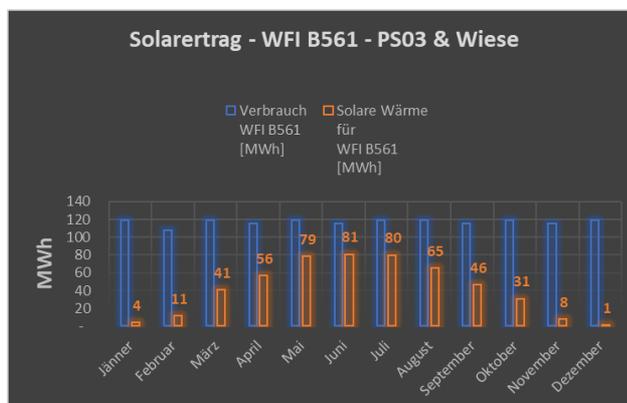


Tabelle 19: Anteil solare Wärme für WFI B561, Variante 2

| Monat        | Verbrauch TGA B520 [MWh] | Solare Wärme für TGA B520 [MWh] | Solare Deckung [%] |
|--------------|--------------------------|---------------------------------|--------------------|
| Jänner       | 358                      | 22                              | 6%                 |
| Februar      | 249                      | 36                              | 14%                |
| März         | 285                      | 106                             | 37%                |
| April        | 247                      | 129                             | 52%                |
| Mai          | 245                      | 166                             | 68%                |
| Juni         | 243                      | 169                             | 70%                |
| Juli         | 249                      | 171                             | 69%                |
| August       | 269                      | 157                             | 58%                |
| September    | 289                      | 126                             | 44%                |
| Oktober      | 218                      | 62                              | 28%                |
| November     | 298                      | 27                              | 9%                 |
| Dezember     | 356                      | 11                              | 3%                 |
| <b>SUMME</b> | <b>3305</b>              | <b>1182</b>                     | <b>36%</b>         |

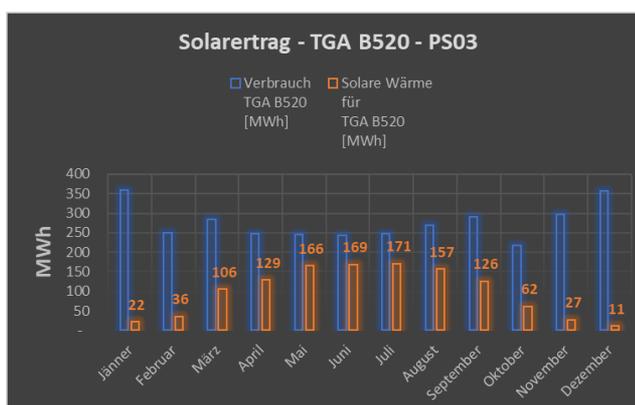


Tabelle 20: Anteil solare Wärme für TGA B520, Variante 2

## v. Durchschnittliche Energiespeichertemperaturen

Die durchschnittliche Speichertemperatur je Monat bezieht sich auf stündliche Werte aus der dynamischen Simulation:

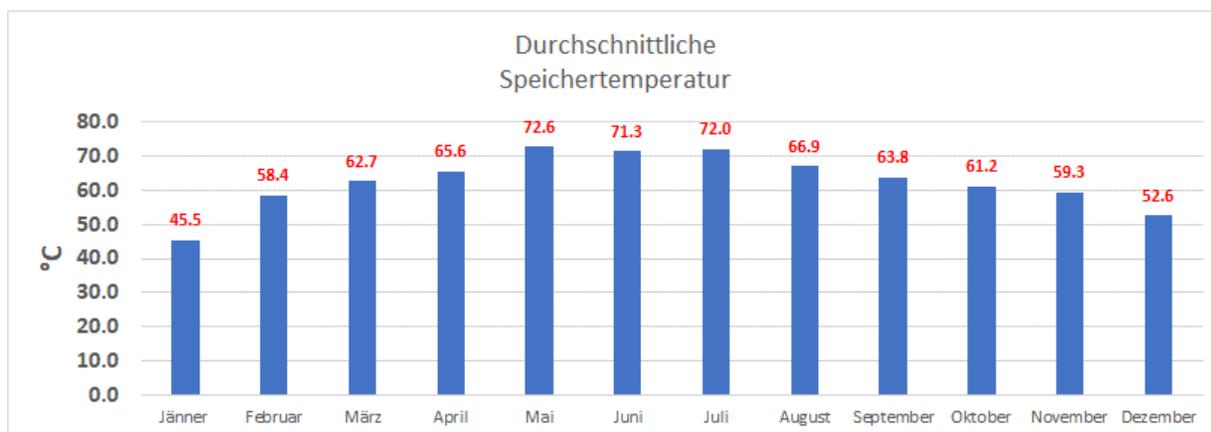


Abbildung 21: Durchschnittliche Speichertemperaturen je Monat, Version 2

## vi. Ökonomische Betrachtung

### Kostenschätzung

Die Kostenschätzung unterteilt sich in:

| <b>Kostenstelle</b> | <b>Kosten</b>      |
|---------------------|--------------------|
| Material            | € 2.829.508        |
| Planung             | € 117.330          |
| <b>GESAMT</b>       | <b>€ 2.946.838</b> |

Tabelle 21: Kostenschätzung, Variante 2

Als Förderung wurde basierend auf das KLIEN Förderungsschema ein Mischförderungssatz abgeschätzt:

|                                  |                    |
|----------------------------------|--------------------|
| Mischförderungssatz              | 32,5%              |
| Förderung KLIEN                  | € 957.040          |
| <b>Investment nach Förderung</b> | <b>€ 1.989.799</b> |

Tabelle 22: Förderung, Variante 2

### Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten wurden passierend auf die Annuitätenmethode (dynamisches Verfahren) ermittelt, wobei ein Diskontierungsfaktor (WACC) von 2,05% verwendet wurde.

Wesentliche Annahmen bezogen auf die Finanzierung der Anlage:

2021-12-

23\_KLIEN\_Endbericht\_Machbarkeitsstudie\_Sandoz\_Schaftenau\_publicierbar\_V2\_final.docx

| Finanzierung                | Kennzahlen |
|-----------------------------|------------|
| Körperschaftsteuer          | 25,0 %     |
| Fremdkapital Zinssatz       | 2,0 %      |
| Eigenkapitalrendite         | 7,0 %      |
| Eigenkapital Anteil         | 10,0 %     |
| Fremdkapital Anteil         | 90,0 %     |
| Diskontierungsfaktor (WACC) | 2,05 %     |

Tabelle 23: Finanzierungskennzahlen – Wärmegestehungskosten

Weitere wesentliche technische, energetische und finanztechnische Faktoren:

|  | 2.05%                  | SANDOZ<br>PS03 & Wiese |
|--|------------------------|------------------------|
| Diskontierungsfaktor (WACC)                | 2.05%                  |                        |
| Kapitalkosten                              | €                      | € 2,946,838            |
| Annuität der Kapitalkosten                 | €/a                    | € 151,826              |
| Betriebskosten                             | €/a                    | € 5,920                |
| Jährliche Kosten                           | €/a                    | € 157,746              |
| Wärmeerzeugung                             | MWh/a                  | 2,367                  |
| <b>Spezifische Kosten</b>                  | <b>€/MWh</b>           | <b>€ 67</b>            |
| Kapitalförderung (KLIEN)                   | €                      | -€ 957,040             |
| <b>Spez. Kosten inkl. Kapitalförderung</b> | <b>€/MWh</b>           | <b>€ 46</b>            |
| CO <sub>2</sub> Emissionsfaktor BAU        | t CO <sub>2</sub> /MWh | 0.198                  |
| CO <sub>2</sub> Preis                      | €/t                    | € 55.00                |
| CO <sub>2</sub> Reduktion                  | t/a                    | 469                    |
| CO <sub>2</sub> Einsparung                 | €/t                    | -€ 25,777              |

Tabelle 24: Technische, energetische und finanztechnische Faktoren, Wärmegestehungskosten, Variante 2

Die Wärmegestehungskosten wurden in unterschiedlichen Varianten kalkuliert, auf eine Laufzeit von 25 sowie 30 Jahre.

|  | Auf 25 Jahre   | Auf 30 Jahre   |
|--|----------------|----------------|
| <b>Wärmegestehungskosten</b>   | 67 EUR pro MWh | 58 EUR pro MWh |
| <b>Wärmegestehungskosten mit KLIEN Förderung</b>                                 | 46 EUR pro MWh | 40 EUR pro MWh |
| <b>Wärmegestehungskosten mit KLIEN Förderung &amp; CO<sub>2</sub> Einsparung</b> | 35 EUR pro MWh | 29 EUR pro MWh |

Tabelle 25: Wärmegestehungskosten, Variante 2

## Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Die technische Realisierung dieser Anlage ist mit langen Versorgungsleitungen der solaren Prozesswärme zu den Abnehmern verbunden (ungefähr 500 Trassenmeter). Die starken Preisanstiege auf Stahl und andere Materialien in Q3 und Q4 im Jahr 2021 wurden ebenfalls berücksichtigt.



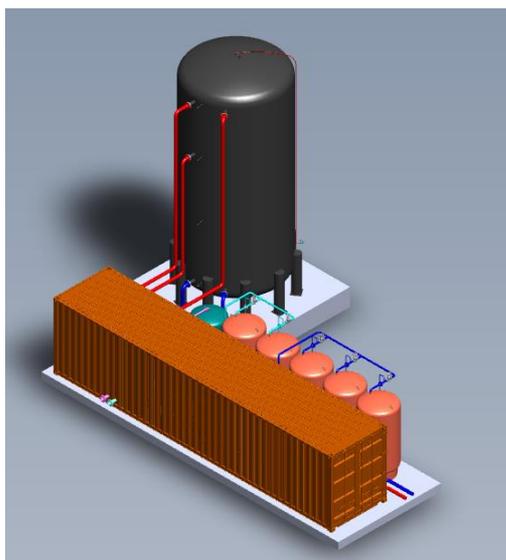


Abbildung 23: 3D Grafik einer möglichen Container Technikzentrale, mit neben angeordneten Behälter und Pufferspeicher.

Die Kollektorbelegung von PS03 auf Carports, sowie dem Wald- bzw. Wiesenstück sind in Abbildung 24 eingezeichnet. Als zusätzliche Kollektorbelegungsfläche wurde auch der Parkplatz PS04 untersucht, wurde aber aufgrund der Verschattung eines angrenzenden Gebäudes als nachrangig eingestuft:

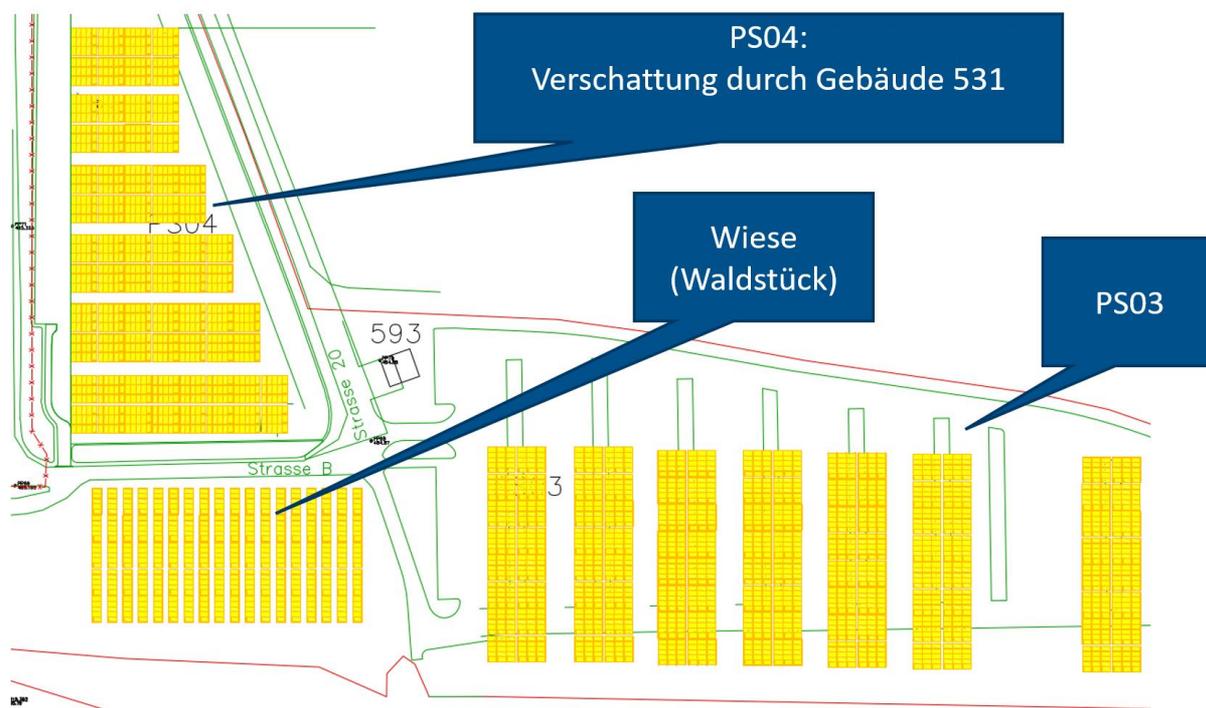


Abbildung 24: Kollektorbelegung Parkplatz PS03 und dem Wald- bzw. Wiesenstück; in Summe 5.610 m<sup>2</sup>

Am Wiesenstück können zusätzlich nochmals 1.185 m<sup>2</sup> an Kollektorfläche installiert werden.

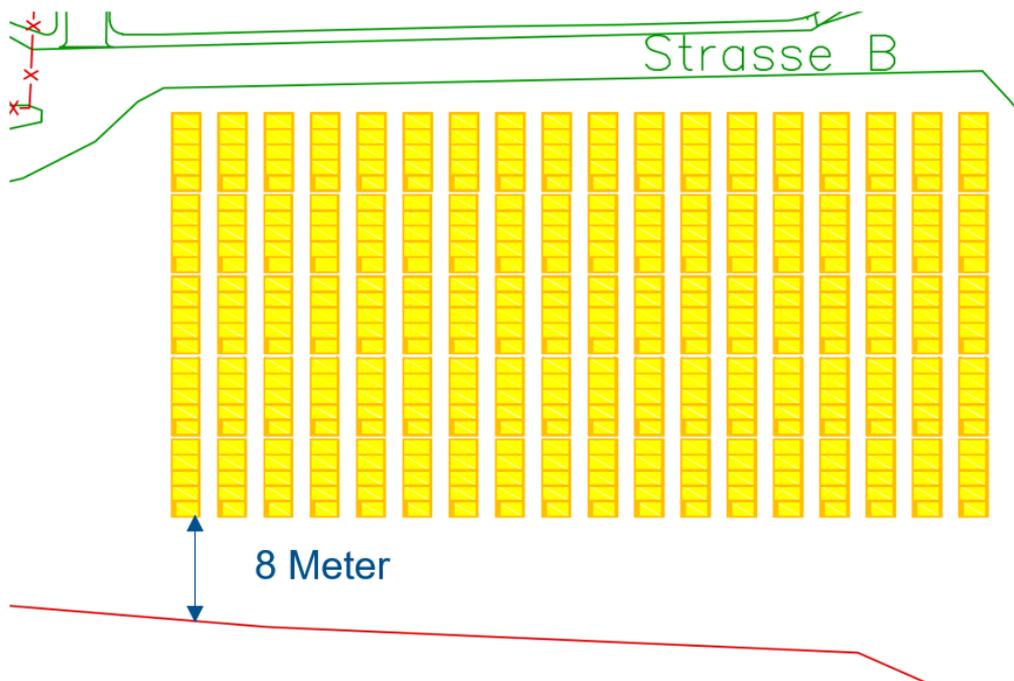


Abbildung 25: Kollektorbelegung Wiesenstück, Variante 2 – Erweiterung, 1.185 m<sup>2</sup>

Das Wald- bzw. Wiesenstück steht im Eigentum der SANDOZ GmbH, welche grundsätzlich kein Problem der Verbauung der Grundstücksfläche mit Solarkollektoren hat. Im Flächenwidmungsplan der Gemeinde Langkampfen ist dieses Grundteilstück als Freiland ausgewiesen.

Seitens der Gemeinde Langkampfen ist eine Verbauung der Fläche nicht zulässig, da diese als „ökologisch wertvoll“ eingestuft ist. Aufgrund der übermäßigen Flächenversiegelung wird weiters darauf hingewiesen vorrangig bereits versiegelte Fläche für die Belegung von Kollektoren zu verwenden.

Somit wäre eine Umwidmung zur Verbauung der Fläche zuerst mit der Gemeinde zu klären, um diverse Bedenken zerstreuen zu können. Grünflächen von Solaranlagen werden extensiv genutzt und stellen somit auch eine wertvolle Fläche bezogen auf die Biodiversität da.

Liegt das Wald- bzw. Wiesenstück zwischen dem Parkplatz „PS04“ und der angedachten Technikzentrale für die Solarkomponenten. Aus ökonomischen Betrachtungen wäre das die kostengünstigste Variante für die Erhöhung des solare Deckungsgrades. Mit verbundenen erhöhten Kosten würde aber auch der Parkplatz „PS04“ grundsätzlich für die Belegung mit Kollektoren bereitstehen.

## 4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

### Empfehlung: Variante zur Umsetzung

Grundsätzlich sind beide Varianten für den Kunden als positiv zu bewerten. Die Variante 2 unterscheidet sich im technischen Sinne nur im Ausmaß der Kollektorfläche, sowie Größe des Pufferspeichers.

Für die Sandoz GmbH sind neben Energieeinsparungen auch CO<sub>2</sub> Einsparungen sehr wichtig. Daher wäre aus ökonomischer und ökologischer Sicht die Variante 2, mit einem höheren solaren Deckungsgrad zu bevorzugen. Ausschlaggebend dafür wird die mittelfristige Verfügbarkeit des Wiesenstücks, bezogen auf das Wachstum am Standort und die damit mögliche verbundene Notwendigkeit von neuen Gebäuden. Des Weiteren müsste eine Flächenumwidmung der Fläche für eine Verbauung mit der Gemeinde besprochen werden.

### Abgeleitete Schlussfolgerungen

- 1) Solare Prozesswärme ist eine gute Möglichkeit langfristig erneuerbare Wärme bereitzustellen. Die damit verbundenen Betriebskosten (Verbrauch Strom, Beschaffung von Ressourcen, Betriebsführung und Wartung) sind im Vergleich zu anderen Technologien als sehr gering einzustufen. Damit können Abhängigkeiten von Strom bzw. anderen Energieformen und Rohstoffen zu einem starken Teil reduziert werden.
  
- 2) Parkflächen zu Energieflächen umwandeln: Industriebetriebe haben in der Regel nur ein begrenztes Angebot an Flächen für die Belegung von Solaranlagen. Industriedächer sind statisch sehr oft kaum zusätzlich belastbar bzw. durch Verbauungen am Dach schlecht für eine Kollektorbelegung geeignet. Daher eignen sich Parkplatzflächen, welche in der Regel tote Flächen sind und keinen finanziellen Mehrwert für das Unternehmen darstellen, sehr gut für die Belegung von Solarkollektoren.

Die möglichen Mehrkosten für die Installation von Carports sollten mit möglichen Mehrnutzen einer solcher Installation gegenübergestellt werden:

- Lokal produzierte Energie
  - Höhere Energieunabhängigkeit
  - Langfristig günstigere Energie ohne CO<sub>2</sub> Ausstoß, im Vergleich zu den momentan konventionell eingesetzten Rohstoffen.
  - Leichtere Planbarkeit von Energiekosten
  - Vorteile der Beschattung im Sommer, sowie Überdachung im Winter von PKWs steigert die Mitarbeiterzufriedenheit.
  - Das Unternehmen setzt damit ein sichtbares Zeichen für erneuerbare Energie:
    - Höhere Akzeptanz von Industriestandorten bei der lokalen Bevölkerung.
    - Positive Auswirkungen auf die Kaufentscheidung von Kunden.
    - Investment in erneuerbarer Energie kann auch marketingtechnisch berücksichtigt bzw. bewertet werden.
    - Das Unternehmen präsentiert sich als fortschrittlich, innovativ und verantwortungsbewusst.
- 
- 3) Mittel- bis langfristiges Umdenken bei Investitionsentscheidungen von erneuerbaren Energiequellen wird auch in der Industrie erforderlich sein. Somit kann auch in diesem Sektor die Energiewende erfolgreich gemeistert werden.



# A) Projektdetails

## 6 Arbeits- und Zeitplan

Grundsätzlich wird für die interne Firmenbewertung und Entscheidung für oder gegen das Investment in eine solare Prozesswärmanlage ein Jahr angesetzt. Ein möglicher Baustart wird somit im Quartal 2 2023 angesetzt. Der folgende Zeitplan gibt einen Überblick über die geplanten Arbeiten und dazugehöriger Bearbeitungszeiten:

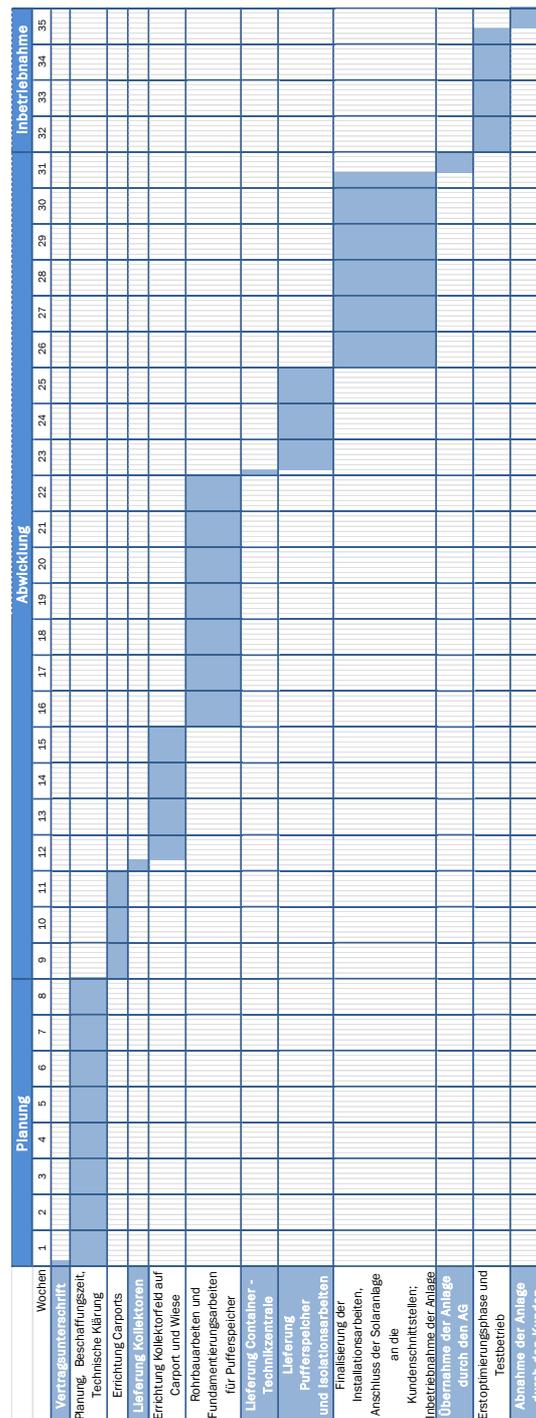


Abbildung 26: Zeitplan Anlagenrealisierung

## 7 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Zu Zeit sind keine Publikationen und Disseminierungsaktivitäten geplant.

Mögliche zukünftige Publikationen bzw. Disseminierungsaktivitäten müssten mit der SANDOZ GmbH abgesprochen werden.

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie die barrierefreie Gestaltung der Projektbeschreibung, übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Die Fördernehmerin/der Fördernehmer erklärt mit Übermittlung der Projektbeschreibung ausdrücklich über die Rechte am bereitgestellten Bildmaterial frei zu verfügen und dem Klima- und Energiefonds das unentgeltliche, nicht exklusive, zeitlich und örtlich unbeschränkte sowie unwiderrufliche Recht einräumen zu können, das Bildmaterial auf jede bekannte und zukünftig bekanntwerdende Verwertungsart zu nutzen. Für den Fall einer Inanspruchnahme des Klima- und Energiefonds durch Dritte, die die Rechteinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.