

# Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes  
Solarthermie – solare Großanlagen

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Projekttitel:</b>	Solarthermische Parabolrinnenanlage zur Wärme- und Kälteprozessversorgung der Molkerei SALZBURG MILCH
<b>Programm inkl. Jahr:</b>	Solare Großanlagen 2022
<b>Dauer:</b>	01.10.2023 bis 31.01.2024
<b>Kontaktperson Name:</b>	Lars Christian Rudolph
<b>Kontaktperson Adresse:</b>	Hansestraße 21, 18182 Bentwisch, Deutschland
<b>Kontaktperson Telefon:</b>	+49 (0) 381 260550 - 17
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	<a href="mailto:lars.rudolph@solarlite.de">lars.rudolph@solarlite.de</a>
<b>Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):</b>	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH (8200 Gleisdorf), Industrievertretung Werner Langbauer (Bayern, Deutschland)
<b>Schlagwörter:</b>	Machbarkeitsstudie, solare Großanlagen, konzentrierende Solarthermie, industrielle Prozesse, Dampfversorgung, Kälteversorgung, saisonaler Speicher
<b>Auftragssumme:</b>	75.000,00 €
<b>Klimafonds-Nr:</b>	KC310632
<b>Erstellt am:</b>	31.01.2024

## A) Projektübersicht

### 1 Kurzfassung

Es werden Simulations- und Berechnungsergebnisse von zwei Varianten am Standort Lamprechtshausen für die Molkerei SalzburgMilch vorgestellt. Ausgangspunkt für die Varianten ist das im Antrag beschriebene solarbasierte Versorgungskonzept, um Kälte und Wärme bereitzustellen.

In beiden Varianten soll die benötigte Energie zur Kälteerzeugung sowie Wärmeerzeugung bzw. nur zur Wärmeerzeugung der Molkerei SalzburgMilch, mittels eines Solarfeldes (Parabolrinnenkollektoren), anteilig solarthermisch gedeckt werden.

Variante 1 (siehe Abschnitt 3.1) hat ein etwas größeres Solarfeld (ca. 14.956 m<sup>2</sup> ggü. ca. 10.663 m<sup>2</sup>) und wird mit einer Absorptionskältemaschine und einem Eisspeicher betrieben. Es wird ein solarer Deckungsgrad von ca. 33,5% des Gesamtbedarfs von 14,466 GWh/a (Wärme- und Kälte) erreicht. Für die Untersuchung beider Varianten wird angenommen, dass die restliche Energie aus den Bestandssystemen erzeugt wird – Gas für Wärme und Strom zum Betrieb der elektrischen Kältekompressoren. In Summe ist Variante 1 mit höheren Investitions- und Betriebskosten aber auch mit einer größeren lieferbaren solaren Energiemenge (4,92 GWh/a) verbunden.

Dem gegenübergestellt wurde Variante 2 (siehe Abschnitt 3.2) mit einem kleineren Solarfeld (10.663 m<sup>2</sup>), welches dem Kunden ausschließlich Wärme bereitstellen soll. Die überschüssige Wärmeenergie aus dem Solarfeld wird in einem Tagesspeicher kurzzeitig gespeichert und bei Bedarf wieder entnommen. Somit erreicht Variante 2 bei einem Gesamtenergiebedarf (nur Wärme) von 9,222 GWh einen solaren Deckungsgrad von ca. 40,2 %. Die restlichen 59,8% werden über die von der Molkerei SalzburgMilch bislang zur Wärmeerzeugung genutzten Anlagen bereitgestellt.

Zusammengefasst ergeben sich folgende Aussagen:

Trotz der höheren Investitions- und Betriebskosten der Variante 1 liegen die Wärmegegostehungskosten nur 10,10 €/MWh<sub>th</sub> über denen der Variante 2. Dies ist damit zu erklären, dass bei Variante 1 mehr Energie an den Kunden geliefert wird.

Die absolut substituierte Energiemenge durch solarthermische Energie ist bei Variante 1 größer, wodurch eine höhere CO<sub>2</sub>-Einsparung von 1.274 t/Jahr gegenüber 961 t/Jahr bei Variante 2 erreicht wird.

Aus Kostenvergleichen beider Varianten mit dem jeweiligen Referenzsystem (Bestandssystem des Kunden), gehen folgende Ergebnisse hervor, welche in den Abschnitten 3.1.3 und 3.2.2 detailliert beschrieben werden:

Schaut man auf die Amortisationszeit, so stellt sich die Variante 2 (nur Wärme) als günstigere Variante dar, denn nach 13 bis 15 Jahren überholt diese Variante das Bestandssystem und spart danach jährlich Kosten in Höhe von rund 315.000 € ein, wobei eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 100 €/t berücksichtigt wurde. Bei Variante 1 hingegen lässt sich eine Gesamtkosteneinsparung innerhalb einer realen Projektlaufzeit von ca. 25 Jahren nicht darstellen, denn es wird lediglich eine jährliche Kosteneinsparung (inkl. CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 100 €/t) von ca. 7.000 € erzielt. Die Investkosten werden mit diesem Wert erst zu spät wieder zurückgeholt, weshalb diese Variante als nicht wirtschaftlich angesehen werden kann.

Folgende Gegenüberstellung beider Varianten fasst einige Eckdaten aus dieser Machbarkeitsstudie zusammen:

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die solaren Deckungsgrade beider Varianten nicht direkt miteinander vergleichbar sind, da bei beiden Varianten der Gesamtenergiebedarf und damit die Berechnungsbasis unterschiedlich ist.

*Tabelle 1 Gegenüberstellung der geprüften Varianten*

Für die Umsetzung beider Varianten ist die Beschaffung des betrachteten Grundstücks bzw. die Eintragung von Nutzungsrechten erforderlich. Die Bewilligung des Projektes, unabhängig der Variante, hängt von der Umwidmung der landwirtschaftlichen Flächen in Bauland ab. Gespräche mit den kommunalen Behörden in Lamprechtshausen ergaben positive Signale, derartige Projekte umsetzen zu wollen. Die Umwidmung ist jedoch

Variantenvergleich		
	Variante 1	Variante 2
	Wärme und Kälte	Nur Wärme
Leistung	8,4 MW <sub>th</sub>	6 MW <sub>th</sub>
Anzahl Kollektoren	18	14
Aperturfläche	14.956 m <sup>2</sup>	10.663 m <sup>2</sup>
Landfläche	3,6 ha	2,8 ha
Eigenenergiebedarf	73 MWh <sub>e</sub> /a	46 MWh <sub>e</sub> /a
SF-Eintrittstemperatur	163 °C	163 °C
SF-Auslauftemperatur	250 °C	250 °C
Wärmeträgermedium	Dampf	Dampf
Sonneneinstrahlung (DNI)	1127 kWh/m <sup>2</sup> ·a	1127 kWh/m <sup>2</sup> ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	7,38 GWh <sub>th</sub>	4,81 GWh <sub>th</sub>
Gelieferte Wärme	4,92 GWh <sub>th</sub>	3,71 GWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> -Einsparung	1274 t-CO <sub>2</sub> /a	961 t-CO <sub>2</sub> /a
<b>Solarer Deckungsgrad:</b>		
Kälteenergiebedarf	57,0 %	0,0 %
Wärmeenergiebedarf (Dampf)	20,2 %	40,2 %
thermischer Gesamtbedarf	33,5 %	40,2 %
<b>Investitionskosten</b>	<b>~8.746.000 €</b>	<b>~5.900.000 €</b>
<b>Betriebskosten p.a. ~</b>	<b>~110.000 €</b>	<b>~74.000 €</b>

abhängig von der Landesplanung des Salzburger Landes und auch diese ist ggü. erneuerbaren Energieprojekten sehr positiv eingestellt, sodass es eine Vereinfachung gibt. Diese besteht darin, dass es keiner vollständigen Umwidmung bedarf, sondern lediglich ein Zusatz zur „solarenergetischen Nutzung“ beantragt werden müsste. Siehe hierzu auch die genehmigungsrechtlichen Abschnitte der beiden Varianten in 3.1.4 und 3.2.3

Schlussendlich wurde eine erste grobe Ablaufplanung (Abschnitt 5.1.1.1) für ein mögliches Investitionsprojekt der Variante 2 erstellt. Es zeigt sich, dass die Projektumsetzung etwas mehr als 2 Jahre dauern würde. Wichtige Einflussfaktoren sind hierbei die Grundstücksverhandlungen sowie der Erhalt des Planungsrechtes.

Die Finanzierung dieses Vorhabens ist als machbar einzuschätzen. Die Ergebnisse zu dieser Aussage lieferten eine Ressourcen- und Finanzplanung (Ergebnisse siehe Abschnitt 5.1.1.2)

## 2 Hintergrund und Zielsetzung

Das hier entwickelte Versorgungskonzept betrifft den Standort Salzburg Lamprechtshausen der Molkerei SalzburgMilch GmbH. Der Standort Salzburg Lamprechtshausen der SalzburgMilch stellt mit ca. 373 Mitarbeitern verschiedene Frischmilch- und Käseprodukte her. Der Jahresumsatz in 2020 belief sich auf ca. 243 Mio. €, wobei die Exportquote rund 48% betrug. SalzburgMilch unterstützt die Klima- & Energiestrategie des Landes Salzburg (SALZBURG 2050) als aktiver Partner. Das Programm hat das Ziel, klima- und energiebewusste Unternehmen in Salzburg auf ihrem Weg zu einem energieeffizienteren und klimaschonenden Betrieb zu beraten, zu begleiten und zu fördern. SalzburgMilch erhielt den klimaaktiv-Preis für drei Best-Practice-Projekte betreffend Wärmerückgewinnung in der Sauerrahm- und Joghurtherzeugung durch Optimierung der Plattenwärmetauscher, Senkung des Druckniveaus in der Druckluftzentrale sowie eine effiziente Beleuchtungsregelung.

Die SalzburgMilch sucht daher nach regenerativen Energielösungen, um die energieintensiven Prozesse für die Wärme- und Kältebereitstellung zu dekarbonisieren. Der Einsatz von solarthermisch erzeugter Wärme bzw. Kälte führt zudem zu einer gesicherten Energieversorgung, welche besonders in der aktuellen Lage (Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern und damit verbundene unsichere Energiepreise) stark die Unternehmensziele beeinflusst. Auch sieht die SalzburgMilch einen Vorteil der konzentrierenden Solarthermie in der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeit mit anderen Energieeffizienzmaßnahmen (die ggf. zukünftig noch durchgeführt werden), da die Prozessparameter der Anlage sich nachträglich justieren lassen.

Umliegende Flächen sind vorhanden, deren Eignung und Verfügbarkeit sollen im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie untersucht werden.

Mit der staatlich geförderten Machbarkeitsstudie soll untersucht werden, wieviel Prozesswärme und Prozesskälte durch eine Parabolrinnenspiegel-Solarthermieanlage bereitgestellt werden kann. Das deutsche Unternehmen

Solarlite CSP Technology GmbH (folgend nur Solarlite) wurde damit beauftragt, ein Konzept zu entwickeln, mit welchem ein solarer Deckungsgrad von mindestens 30 % auf dem zur Verfügung stehenden Grundstück erreicht werden kann.

### Rahmenbedingung des bestehenden Systems

Für die Erzeugung des Prozesswärmebedarfs, welchen die Molkerei in Form von Dampf benötigt, wird derzeit ein Gaskesselsystem genutzt. Als Grundlage für die Vorauslegung wurde das Verbrauchsprofil jenes Bestandsystems aus dem Jahr 2021 genutzt, welches zu diesem Zweck durch SalzburgMilch bereitgestellt wurde (siehe Abbildung 1)



Abbildung 1 Gasverbrauchsprofil (SalzburgMilch 2021)

Für die Erzeugung des Gesamtwärmebedarfs der Molkerei ist ein Gaskesselsystem mit einer Gesamtleistung von 7,8 MW<sub>th</sub> und einem Wirkungsgrad von 0,85 installiert. Das System besteht aus zwei getrennten Kesseln, die abwechselnd die Energieversorgung sicherstellen. Aus Versorgungssicherheit befindet sich immer ein Kessel im Stand-By-Mode. Der Gesamtjahreswärmebedarf beläuft sich auf ca. 9.200 MWh<sub>th</sub>.

Die Molkerei benötigt Wärme in Form von Dampf. Folgende Parameter müssen an die Prozesse übergeben werden: Sattedampf bei 140 °C und 4 bar. Die Rücklauftemperatur des Kondensates liegt bei 55 - 85 °C.

Des Weiteren besitzt das Unternehmen ebenso einen beträchtlichen Bedarf an Prozesskälte, welcher bisweilen mithilfe elektrischer Kältekompressoren bereitgestellt wird. Im Unternehmen werden zwei Kühlkreisläufe betrieben. Zusammen haben diese einen Stromverbrauch von rund 2,345 GWh<sub>el</sub> pro Jahr.

Es gibt je einen Kreislauf für Eiswasser für die Produktion/Raumkühlung (drei Maschinen à 450 kW) sowie für -5°C Raumkälte (eine Maschine mit 400kW).

### Systembeschreibung Kältenetz:

Das Eiswasser wird zum Teil direkt über einen Plattenwärmetauscher erzeugt, dabei wird der Rücklauf von ca. 5 °C auf 2,5 – 2 °C heruntergekühlt und mit 1,0 °C Eiswasser aus dem 40 m<sup>3</sup> Rohrbündelverdampfer auf eine Vorlauftemperatur von ca. 1,5 °C eingestellt. Der jährliche Strombedarf für die Kühlung liegt bei 2.345 MWh/a, siehe Lastprofilkurve der Kühlleistung in folgender Abbildung.

Mit einem COP von 3 der Kältemaschinen und einem COP von 1,15 der thermischen Kältemaschine müsste das Solarfeld eine Energiemenge von ca. 7.100 MWh<sub>th</sub>/a liefern, um eine 100% Kälteversorgung zu gewährleisten.

Folgende Abbildung zeigt den kumulierten Stromverbrauch durch die Kältekompressoren im Jahresverlauf.

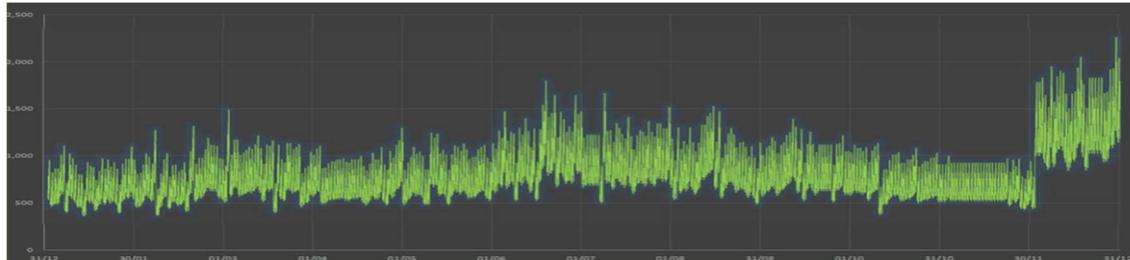


Abbildung 2: Stromverbrauchsprofil der el. Kältekompressoren (SalzburgMilch 2021)

Die nachfolgende Tabelle listet alle für die Prozesse benötigten Medien und Parameter auf:

Tabelle 2: Übersicht thermischer Anwendungen

Medium	Betriebsparameter (Vor- / Rücklauff., Druck)	Jährlicher Bedarf		Prozesse
Wärme-Anwendungen:		Gas	Wärme*	
1. Sattdampf	140 °C / 55–85 °C, 4 bar	10,85 GWh	9,2 GWh	Pasteurisierung der Milch
2. Heißwasser	62 °C / 52–56 °C	(wird durch Sattdampf- kreislauf bereitgestellt)		Warmwasser und Heizung
Kälte-Anwendungen:		Elektrisch	Kälte**	
3. Kühlkreislauf (NH <sub>3</sub> )	~0,1 °C / 2–13 °C	2,02 GWh <sub>el</sub>	5,25 GWh <sub>th</sub>	Beladung des Eiswasserspeichers zur Kühlung nach Pasteurisierung
<b>Gesamtbedarfe</b>	<b>9,2 GWh<sub>wärme</sub> + 5,25 GWh<sub>th</sub></b>			

\* dem Wärmebedarf liegt der spezifische Gasboiler-Wirkungsgrad von 85 % zugrunde

\*\* dem Kältebedarf liegt ein angenommener vergleichsüblicher COP von 3 für Kältekompressoren zugrunde

Um diesen Kältebedarf solarthermisch decken zu können, wird eine Absorptionskältemaschine benötigt. Zu diesem Zweck wurde eine umfangreiche Recherche durchgeführt und der anlagenspezifische COP von 1,15 einer Lithium-Bromid Maschine zugrunde gelegt (s. Kapitel 3.1.1.). Mithilfe des COPs kann die erforderliche thermische Energie berechnet werden, welche benötigt wird, um die Kältemaschine anzutreiben. Diese Wärmemenge, welche theoretisch durch eine Parabolrinnenanlage geliefert werden kann, würde sich für eine Komplettversorgung (100% solare Deckung) auf rund 14,45 GWh<sub>th</sub> pro Jahr belaufen. Ziel ist jedoch, wie bereits oben erwähnt eine solare Deckung von ca. 30% zu erreichen.

### 3 Projektinhalt und Ergebnisse

Abbildung 3: solare Wärmeenergie für Komplettversorgung (Wärme & Kälte)

Inhalt dieser Machbarkeitsstudie ist der Entwurf eines Anlagenkonzeptes auf Basis eines Parabolrinnenkraftwerks, welches durch die Konzentrierung der direkten Sonneneinstrahlung die benötigte Energie für die SalzburgMilch erzeugt. Um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen, wird ein Saisonspeicher in das System integriert. Die Besonderheit des Langzeitspeichers liegt darin, dass es kein Wärmespeicher ist, sondern in Form eines Eisspeichers in das Konzept eingebunden ist – Variante 1. Als Vergleichsvariante – Variante 2 – wird nur Wärme an den Kunden geliefert. Dieses Konzept beinhaltet Kurzzeitspeicher.



#### 3.1 Variante 1: „CST<sup>1</sup> mit Tagesspeicher & saisonalem Eisspeicher“

Variante 1 beinhaltet ein Parabolrinnen-Solarfeld mit einer Aperturfläche von 14.956 m<sup>2</sup> sowie einen Tages- bzw. Kurzzeitspeichers (DTES<sup>2</sup>), eine Absorptionskältemaschine (1,5 MW) und einen Langzeitspeicher in Form eines Eisspeichers (CTES<sup>3</sup>). Der CTES weist ein Volumen von 880 m<sup>3</sup> auf und besitzt eine Speicherkapazität von insgesamt 75 MWh. Die Zielvorgaben aus dem Antrag des angestrebten solaren Deckungsgrades von mind. 30% konnten erreicht werden. Es ergibt sich ein wirtschaftliches Optimum bei einem Deckungsgrad von insgesamt 33,5 %.

##### 3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

###### Versorgungskonzept

Zu allererst wird die solare Energie über das Solarfeld aufgenommen. Die erzeugte Wärme wird daraufhin den verschiedenen Verbrauchern und Kreisläufen des Kunden zur Verfügung gestellt. Priorisiert werden hierbei zunächst die direkte Versorgung des Dampf- und Kältekreislaufes, sofern Erzeugung und Verbrauch zeitlich zusammenfallen. Der Lithium-Bromid-Absorptionskältemaschine (*folgend LiBr-ARP<sup>4</sup>*) wird thermische Energie in Form von Dampf bei 170°C und 7 bar zur

<sup>1</sup> CST – „concentrated solar thermal“ (dt. „konzentrierende Solarthermie“, z.B. Parabolrinnenkraftwerke)

<sup>2</sup> DTES – „daily thermal energy storage“ (dt. „Tages- bzw. Kurzzeitspeichers“)

<sup>3</sup> CTES – „cold thermal energy storage“ (dt. „thermischer Kältespeicher“)

<sup>4</sup> LiBr-ARP – „Lithium-Bromid absorption refrigeration plant“ (dt. „Lithium-Bromid-Absorptionskältemaschine“)

Verfügung gestellt. Die Kältemaschine nutzt diese Wärme als Antriebsenergie, um bis zu  $-3^{\circ}\text{C}$  kundenseitig an dessen Ammoniak-Kältekreislauf liefern zu können.

Während sonnenstarker Stunden stellt das Solarfeld z.T. mehr Wärmeenergie zur Verfügung, als durch den Dampfkreislauf und die Kältemaschine akut verbraucht werden können. Mit der überschüssigen Energie, welche nicht direkt vom Kunden genutzt werden kann, können die thermischen Speicher beladen werden. Hierbei wird unterschieden zwischen den oben bereits erwähnten DTES (Wärmespeicherung für kurze Perioden von einigen Stunden bis wenigen Tagen) und dem CTES (Kältespeicherung bis zu einigen Monaten). Während der DTES sowohl für die kundenseitige Dampferzeugung wie auch für den Betrieb der Kältemaschine genutzt werden und somit alle thermischen Prozessanwendungen bedienen könnte, bevorratet der Eisspeicher lediglich Prozesskälte. Da die Molkerei auch während der nächtlichen Stunden einen relativ konstanten Kältebedarf aufweist, wird der Tagesspeicher größtenteils dazu genutzt, die Antriebsenergie zur Kälteerzeugung in dieser Zeit bereitzustellen. Wenn der DTES die Versorgung nicht mehr sicherstellen kann, übernimmt der Eisspeicher.

Der gesamte Anteil solar gedeckter Prozesskälte wird durch die LiBr-ARP erzeugt. Sofern Erzeugung und Verbrauch zeitlich auseinanderfallen, können die thermischen Kälte- bzw. Wärmespeicher einen Teil des Bedarfes decken, wodurch sich die solare Deckung erhöht.

Im Rahmen der Konzeptionierung wurden umfangreiche Recherchen durchgeführt und Informationen über Anlagen verschiedener Herstellerfirmen von Absorptionskältemaschinen - welche derzeit am Markt verfügbar sind - eingeholt. Zu einer der aktuell effizientesten Anlagen zählt die Absorptionskältemaschine des Herstellers Thermax Europe Ltd., welche Lithium-Bromid als Sorptionsmittel nutzt und Wasser als Kältemittel. Zur Ausarbeitung des Versorgungskonzeptes dienten die vom Hersteller bereitgestellten Kennwerte dieser Anlage (s. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die spezifische Leistung der Maschine sowie die quantitative Antriebswärme wurden mithilfe des hinterlegten COPs von 1,1556 und der in Kapitel 2 errechneten thermischen Kältemenge bestimmt. Hieraus ergibt sich eine erforderliche Wärmemenge von  $5,25 \text{ GWh}_{\text{th}}$  pro Jahr für die Anlage, welche letztlich durch das Solarfeld gedeckt werden soll.

Abbildung 4 zeigt den schematischen Aufbau des solaren Konzeptes. Nicht dargestellt sind die Bestandssysteme. Zur Deckung des restlichen Kältebedarfs sowie als Backup-System werden die bestehenden elektrischen Kompressoren genutzt. Sofern diese mit grünem Strom betrieben werden, kann eine 100%-ige regenerative Kälteversorgung gewährleistet werden. Der verbleibende Bedarf an Prozesswärme muss anderweitig gedeckt werden. Hierzu können andere erneuerbare Technologien, wie z.B. Biomasse-Heizkraftwerke, zum Einsatz kommen. Aufgrund der guten Regelbarkeit der Parabolrinnenanlage kann diese mit einer Vielzahl unterschiedlicher Boiler-Systeme kombiniert und somit auch in das bestehende System problemlos integriert werden. Die bestehenden Gasboiler können weiterhin als Backup-System vorgehalten werden.

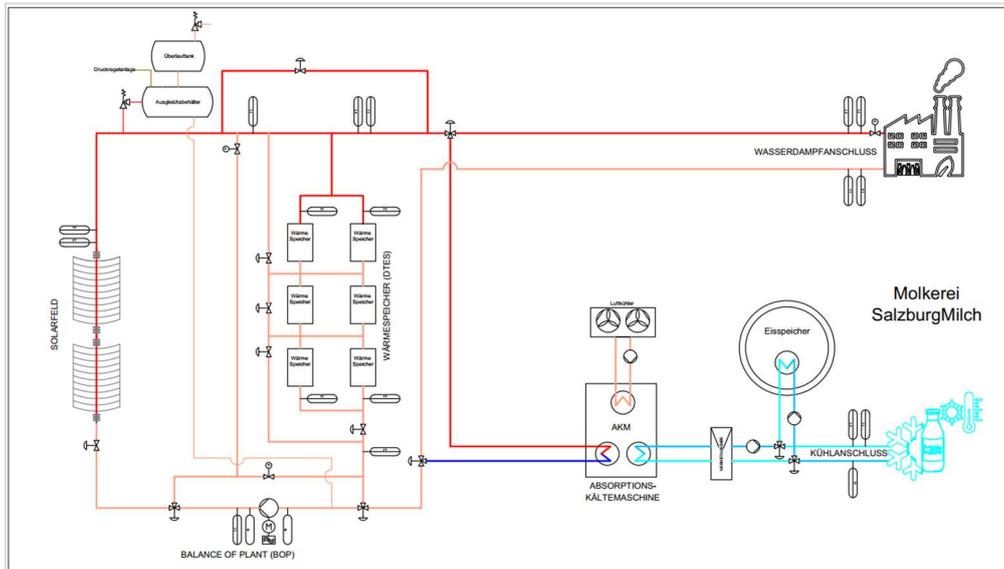


Abbildung 4: Blockschaftbild des Solarkonzeptes (Variante 1)

## Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

Als Basis für die Solarertragsberechnung wurden die Sonnenstrahlungsdaten der öffentlich zugänglichen Plattform Helioclim 3<sup>5</sup> für den betrachteten Standort genutzt (zur genauen Verortung siehe 3.1.4 Rahmenbedingungen). Die örtlich verfügbare Direkteinstrahlung (DNI) beträgt 1.127 kWh/m<sup>2</sup> im Jahr. In Abbildung 6 ist zu erkennen, dass der solare Ertrag im Februar einen Einbruch hat. Es handelt sich hierbei um keinen Fehler, sondern um tatsächliche Daten aus der o.g. Quelle der Sonnenstrahlungsdaten. Diese wurde genauso übernommen und nicht manuell angepasst. Der Verlauf ist auch in weiteren Darstellungen zu erkennen.

Die Molkerei SalzburgMilch hat nach interner Absprache ein Gelände für die Umsetzung des Projektes ausgewiesen. Dieses befindet sich östlich der Produktionsstätte. Diese Fläche wird folgend für die Planung des Solarfeldes sowie weiteren technischen Anlagen verwendet. Es wurden gezielt Simulationen durchgeführt, darauf bedacht ein Optimum zwischen solarer Bedarfsdeckung und Wirtschaftlichkeit zu erzielen.

Das unter diesem Gesichtspunkt und mit der am Standort verfügbaren Solareinstrahlung geplante Solarfeld besitzt eine Aperturfläche von ca. 14.956 m<sup>2</sup>. Die Aperturfläche beschreibt dabei die rein durch die Spiegelkollektoren bedeckte Fläche. Die sich daraus ergebene Solaranlage erzeugt einen jährlichen solaren Energieoutput von ca. 7,385 GWh<sub>th</sub>. Dies entspricht einer CO<sub>2</sub>-Einsparung, gerechnet bei einer thermischen Bedarfsdeckung mit Gas und einem CO<sub>2</sub>-Äquivalent von 0,22 t/MWh<sub>Gas</sub> von bis zu 1.911 t pro Jahr. Tabelle 3 listet die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes auf.

<sup>5</sup> URL: <https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free>

Tabelle 3: Kenndaten des möglichen Solarfeldes

Als Wärmeträgermedium im Solarfeld wurde sich letztlich für Dampf entschieden, da dieses gegenüber Thermoölen, aufgrund der Umweltverträglichkeit, leichter zu genehmigen ist. Um ein Erstarren des Wassers bei Minusgraden zu vermeiden, ist daher jedoch eine zentrale Begleitheizung oder eine Umwälzpumpe im System, die eine ständige Zirkulation gewährleistet, notwendig.

In Abbildung 5 wird dargestellt, wie ein mögliches Solarfeld inkl. der *Balance of Plant*-Einheit (Anlagentechnik) sowie dem Eisspeicher (CTES) auf der vorgesehenen Fläche und unter den Gegebenheiten gestaltet sein kann.

CST-Feld – Kenndaten	
Leistung	8,4 MW <sub>th</sub>
Anzahl Kollektoren	18
Aperturfläche	14.956 m <sup>2</sup>
Landfläche	3,6 ha
Eigenenergiebedarf	73 MWh <sub>e</sub> /a
SF-Eintrittstemperatur	163 °C
SF-Auslauftemperatur	250 °C
Wärmeträgermedium	Dampf
Sonneneinstrahlung (DNI)	1127 kWh/m <sup>2</sup> ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	7,38 GWh <sub>th</sub>
Gelieferte Wärme	4,92 GWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> -Einsparung	1274 t-CO <sub>2</sub> /a
<b>Solarer Deckungsgrad:</b>	
Kälteenergiebedarf	57,0 %
Wärmeenergiebedarf (Dampf)	20,2 %
thermischer Gesamtbedarf	33,5 %

Abbildung 5: Layout des geplanten Parabolrinnen-Solarfeldes

Die durch das Solarfeld erzeugte Wärmeenergie und die benötigte Wärmeenergie zur kompletten thermischen Bedarfsdeckung (Kälte & Wärme) der Molkerei werden in Abbildung 6 auf monatlicher Basis einander gegenübergestellt.



Um die dynamische Simulation durchführen zu können, wurden Verbrauchsprofile von SalzburgMilch zur Verfügung gestellt. Diese weisen die Gas- und Strom-verbräuche für die Dampf- und Kälteerzeugung auf stündlicher Basis aus und beziehen sich auf das Geschäftsjahr 2021, welches laut Molkerei als repräsentativ erachtet werden kann. Des Weiteren wurden diverse Wirkungsgrade der vorgesehenen Erzeugungs-, Übertragungs-, Speichertechnologien in die Betrachtung mit einbezogen. Die folgenden Abbildungen sollen veranschaulichen, auf welche Weise die solare Wärme vom Kunden optimal genutzt und der Anteil an ungenutzter Überschusswärme möglichst geringgehalten werden kann. Das Balkendiagramm zeigt die monatlichen Kapazitäten, wohingegen das Kuchen-diagramm auch die jährliche Verteilung insgesamt aufzeigt.

Abbildung 6: monatlicher Solarertrag vs. Wärmeenergiebedarf (inkl. Kälte)

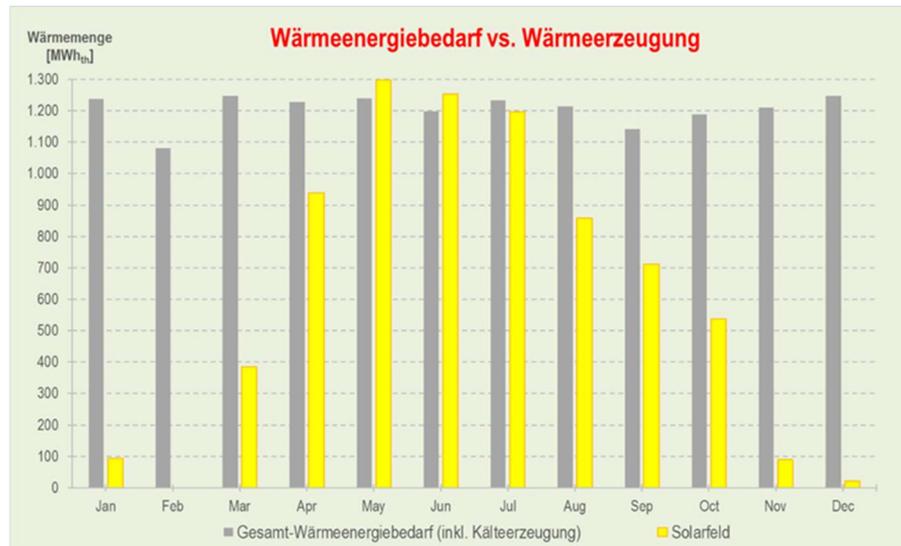
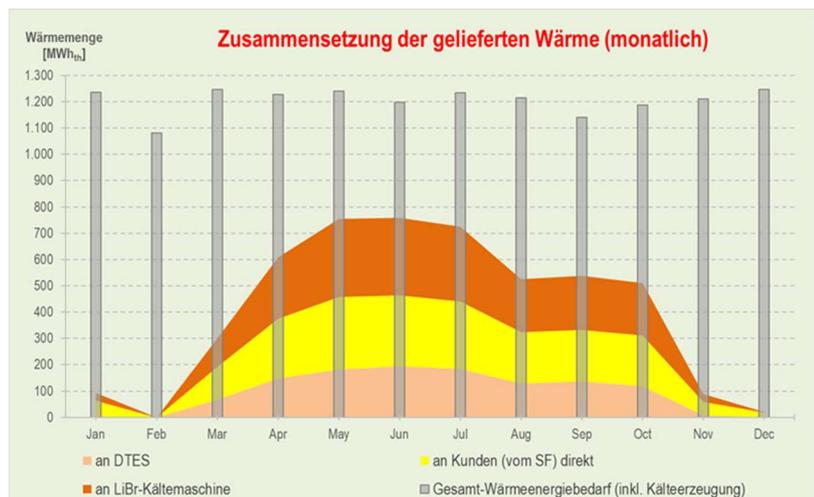


Abbildung 7: monatliche Wärmeenergiebereitstellung (Variante 1)

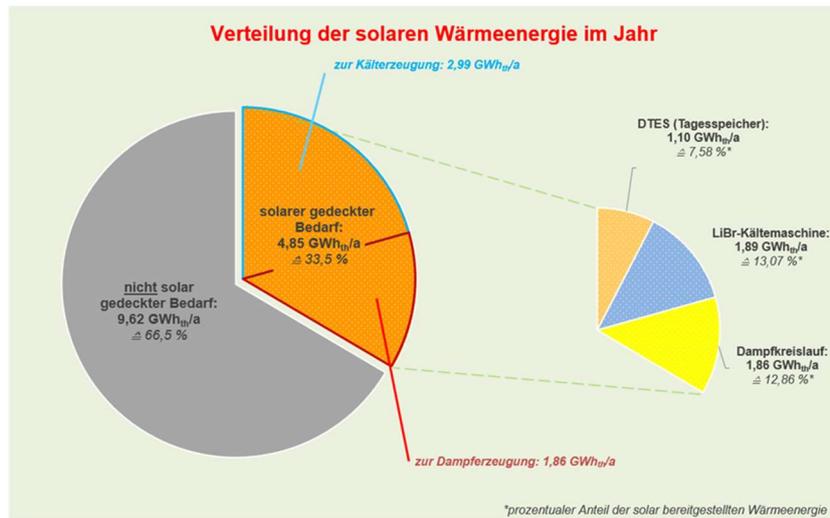
Der monatlichen, wie auch jährlichen Aufstellung liegt die stundenbasierte Simulation zugrunde. Der solare Deckungsgrad über alle thermischen Anwendungen hinweg beträgt insgesamt 33,5%. Mittels der tatsächlich nutzbaren Energiemenge von



4,85 GWh<sub>th</sub> kann der Kältebedarf zu rund 57% und der Wärmebedarf zu etwa 20,2% gedeckt werden. Die Simulation hat außerdem gezeigt, dass rund 38% der im Solarfeld erzeugten Wärme von der Molkerei sofort in den Dampfkreislaufkreislauf eingespeist werden können. Die restlichen rund 62% werden für die Kältebereitstellung verwendet und zu diesem Zweck der Absorptionskältemaschine entweder auf direktem (39%) oder indirektem Wege über den Tagesspeicher (22,6%) zur Verfügung gestellt. Aufgrund der schwankenden Bereitstellung der solaren Antriebswärme kann die Kälterzeugung nicht immer bedarfsgerecht geschehen. Die folgenden zwei Diagramme sollen die spezifische Versorgung des Kunden veranschaulichen. Die Abbildung 9 zeigt die monatliche Verteilung für die Belieferung mit Kälte aus den spezifischen Quellen.

Abbildung 8: Verteilung der Jahreswärmeenergie-Bereitstellung (Variante 1)

Rund ein Drittel der insgesamt benötigten Kältemenge (rund 28%) wird direkt durch die Kältemaschine mit Antriebswärme aus dem Solarfeld geliefert. Weitere ca. 29% des Kältebedarfs liefert der Eisspeicher an den Kunden. Der verbleibende Restanteil von etwa 53% kann nicht solarthermisch



gedeckt werden. Hierfür können die im Bestand befindlichen elektrischen Kältekompressoren genutzt werden. Sofern diese mit erneuerbarem Strom angetrieben werden, kann auch dieser Restbedarf nachhaltig erzeugt werden. Da die Kompressoren auch bedarfs-unabhängig in den Langzeitspeicher einspeichern können, lassen sich auch Phasen des Niedertarifstroms nutzen. Darüber hinaus müssen die Kompressoren auch als Backup-System vorgehalten werden.

Ein Großteil der bereitgestellten rund 57% solar-gedeckten Prozesskälte wird hauptsächlich an die, dem Eisspeicher nachgelagerten Prozesse abgegeben, welche eine Temperatur nur knapp oberhalb von 0°C benötigen. Ein geringerer Anteil, welcher der Versorgung des Wasser-Glykol-Kreislaufes und deren Verbraucher dient, wird ebenso durch die Kältemaschine im Direktbetrieb, aber vor allem auch im Speicherbetrieb (DTES) gespeist.

Das Kuchendiagramm in Abbildung 9: Monatlicher Kältebedarf vs. solar-erzeugte Kälte (Variante 1)

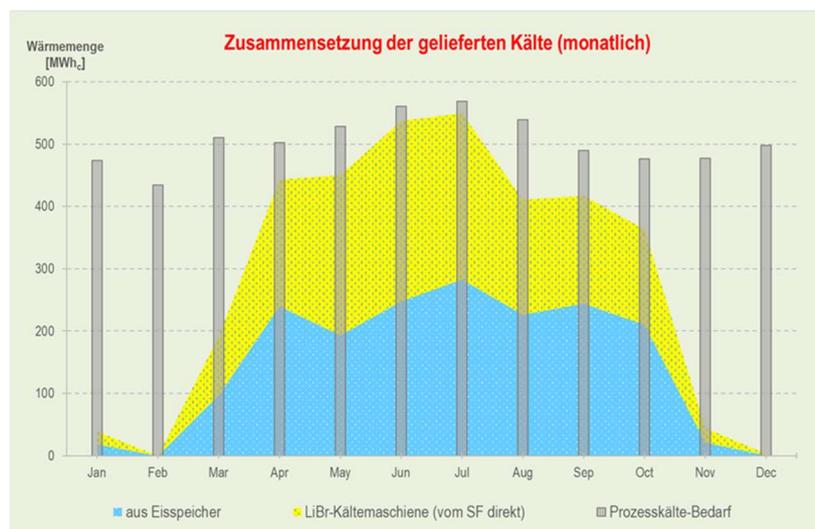
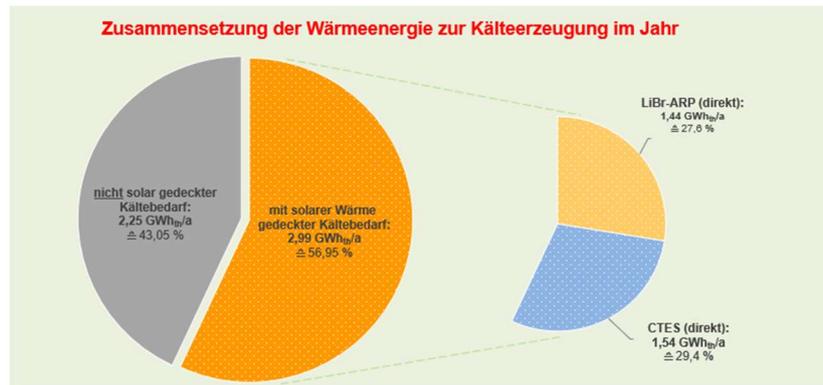


Abbildung 10 stellt wiederum dar, aus welchen Quellen und zu welchen Anteilen die solar bereitgestellte Kälte an die Verbraucher geschickt wird.

Abbildung 9: Monatlicher Kältebedarf vs. solar-erzeugte Kälte (Variante 1)

Abbildung 10: Verteilung der Jahresprozesskälte-Bereitstellung (Variante 1)

Eine Möglichkeit, um alle Prozesse in einem Schaubild darzustellen ist das Energieflussdiagramm in Abbildung 11. Es werden nicht nur die solarthermisch nutzbare Wärme/Kälte und ungedeckten Bedarfe dargestellt, sondern



ebenso die Verluste. Hierzu zählen neben den Anfahrverlusten eines „kalten“ Solarfeldes auch die thermischen Verluste während der Speicherung. Diese belaufen sich auf insgesamt rund 135 MWh pro Jahr und lassen sich technisch kaum vermeiden. Demgegenüber steht die ungenutzte Wärme, welche ebenso als Verlust dargestellt werden könnte, jedoch handelt es sich hierbei tatsächlich um solare Überschüsse, die trotz der Speicher, nicht mehr vorgehalten werden konnten. Sie sind im Rahmen eines wirtschaftlich optimierten Konzeptes, mit einer möglichst hohen solaren Deckung bei verhältnismäßig geringen Investitionskosten, hinnehmbar. Der Anteil beläuft sich auf 2403 MWh pro Jahr (ca. 1/3 des nutzbaren Solarertrags). Möglicherweise findet sich zukünftig ein Bedarf, der sich hiermit vollkommen oder teilweise decken lässt.

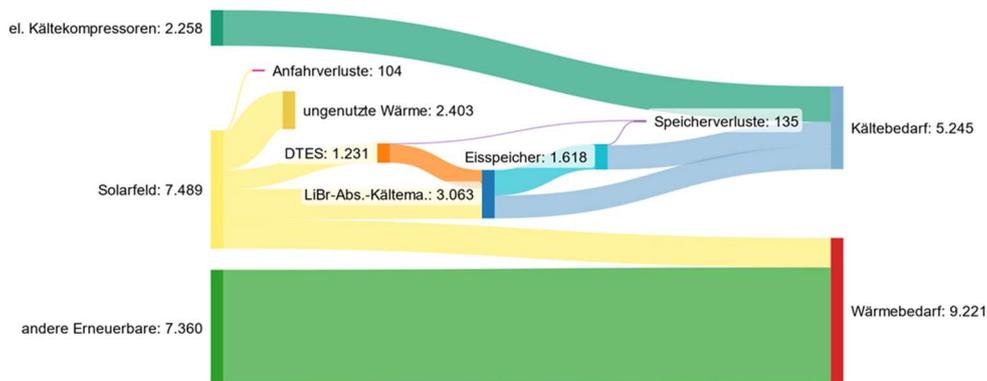


Abbildung 11: thermische Energieflussdiagramm in GWh (Variante 1)<sup>6</sup>

### 3.1.2 Saisonale Speicherlösung (CTES)

Im Wesentlichen handelt es sich bei einem Eisspeicher (CTES, engl. „cold thermal energy storage“) um einen Wassertank, welchem abwechselnd thermische Energie entnommen und zugeführt wird. Gegenüber anderen wasserbasierten Wärmespeichern, wie z.B. Erdbecken- und Tankwasserspeichern, wird bei dem Eisspeicher ein Großteil der Energie nicht als *thermische Energie*, sondern *latente*

<sup>6</sup> Alle numerischen Angaben verstehen sich als Megawattstunden pro Jahr (MWh/a)

Wärme gespeichert. Jener latenten (lat. für "verborgen") Wärme liegt das physikalische Phänomen zugrunde, dass für den Phasenübergang eines Stoffes eine um ein vielfaches größere thermische Energiemenge nötig ist, als die eines reinen Temperaturhubes innerhalb eines Aggregatzustandes (*Umwandlungs- oder Schmelzenthalpie*). Darüber hinaus bleibt die Temperatur im gesamten Wasser-Eis-Gemisch solange konstant bis die Zustandsänderung abgeschlossen ist. Beim Schmelzen von Eis bzw. Gefrieren von Wasser bei gleichbleibend 0 °C, wird für den Phasenübergang eine thermische Energiemenge benötigt, die dem Äquivalent eines Temperaturhubes von 0 °C auf 80 °C im Wasser entspricht. Dieser Effekt sorgt für vergleichsweise kleine Speichervolumen und ermöglicht obendrein die Bereitstellung von Kälte. Je nach Anwendungsfall stehen zumeist entweder Wärme- oder Kühlanwendungen im Vordergrund für welche der Speicher optimal angepasst wird. Dennoch werden auch vermehrt Eisspeicher auf dem Markt angeboten, die für einen wechselseitigen Betrieb ausgelegt sind.

### 3.1.2.1 Dimensionierung

Die vorhabenspezifische Simulation des Gesamtkonzeptes ergab einen Speicher mit einer erforderlichen Kapazität von rund 75 MWh<sub>th</sub>. Um diese vorhalten zu können, ist Speicher mit einem Gesamtvolumen von 880 m<sup>3</sup> nötig.

Ein entsprechend großer zylindrischer Eisspeicher weist bei einer maximalen Einstautiefe von 6 m, einen Durchmesser von etwa 14 m auf. Der Flächenbedarf des CTES entspricht, inkl. eines Seitenabstandes von 2 m, etwa 254 m<sup>2</sup>. Die

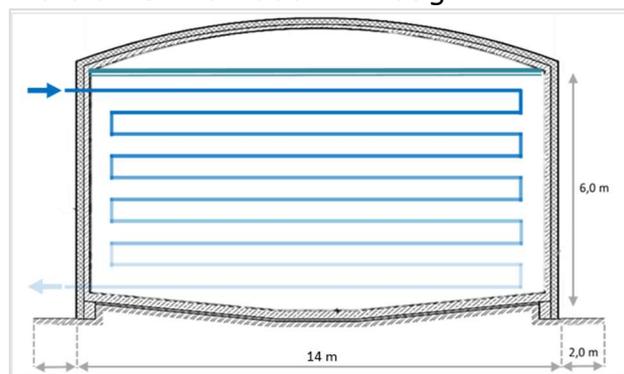


Abbildung 12 zeigt eine schematische Darstellung.

Abbildung 12: CTES –Bauwerksschnitt (Schema)

Die genaue Lage, Geometrie und Gründungsart des Speicherbeckens ist Inhalt der finalen Planung nach Auftragsvergabe.

### 3.1.2.2 Baugrundverhältnisse

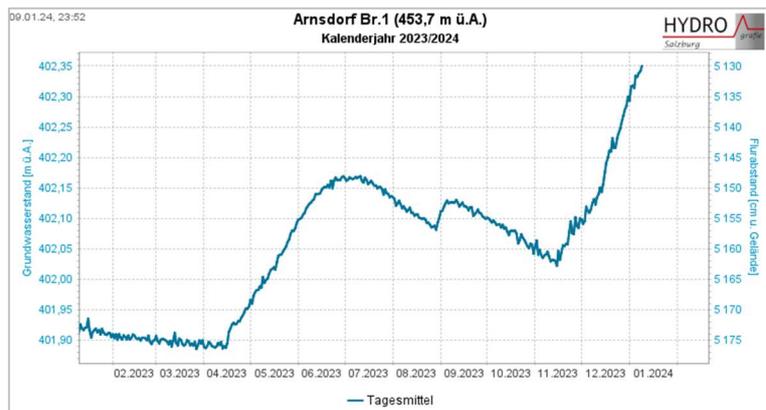
Für die Erstellung einer Vordimensionierung wurden Grundwasserstände, Geländehöhen und Baugrundaufschlüsse aus zum Teil öffentlich zugänglichen Datenbanken abgefragt oder erworben.

Aktuelle und historische Grundwasserpegel bzw. -verläufe wurden mithilfe der WebGIS-Applikation „eHYD“ in Erfahrung gebracht. Diese wird durch das österreichische Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft (BML) betrieben. Die nächst gelegene Messstelle ist „Arnsdorf, Br 1“ und befindet sich etwa 3,1 km südlich der Molkerei bzw. der anvisierten Fläche. Die Schwankung des Grundwasserpegels im Verlaufe des Jahres 2023 an

der Messstation wird in Abbildung 13 dargestellt. Sowohl die Messstelle wie auch das betrachtete Gelände befinden sich auf einer Höhe von ca. 453 müA. Das Grundwasser steht bei etwa 402 müA an und alternierte im Jahresverlauf kaum.

Abbildung 13: Schwankung des Grundwasserpegels in 2023

Der Speicher und das Grundwasser sollten auch bei höchst möglich anzunehmendem Grundwasserstand nicht miteinander in Kontakt kommen, da dies erhebliche Wärmeverluste zufolge hätte. Mit einem Grundwasserpegel von über 50 m unterhalb der Geländeoberkante ist von derartigen Risiken jedoch nicht auszugehen.



Im Rahmen der Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass der Baugrund unbelastet ist (keine Altlasten wie Bauwerke, Schadstoffe oder Kampfmittel), da keine entsprechenden Unterlagen dazu vorliegen. Das Vorhandensein von Altlasten kann einen erheblichen Einfluss auf die Baukosten und die Bauzeit haben und sollte in weitergehenden Planungen eingehend untersucht werden. Aufgrund der erwartbaren Bedingungen können die Voraussetzungen für den Betrieb eines CTES grundsätzlich als geeignet bewertet werden.

### 3.1.3 Ökonomische Betrachtung

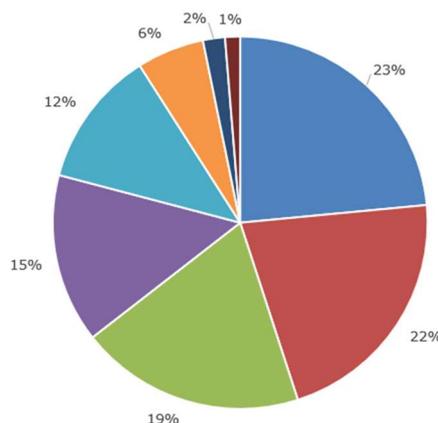
Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte herangezogen und Angebote von Zulieferfirmen eingeholt.

#### 3.1.3.1 Baukosten des Eisspeichers (CTES)

Die Baukosten für einen Eisswasserspeicher werden mit ca. 426.000 € bewertet (siehe Abbildung 14).

Abbildung 14: Baukosten eines Tankspeichers

Bei einem Speichervolumen von rund 880 m<sup>3</sup> entsprechen die spezifischen Kosten je Kubikmeter rund 484 €/m<sup>3</sup>.



Kostenaufstellung für CTES (V= 880 m<sup>3</sup>):

Speicherleitungen	99.938 €
Dämmung Sohle	91.667 €
Auskleidung	82.638 €
Hülle	62.500 €
Dämmung Wand, Decke	50.532 €
Stahlbetonbau	24.750 €
Erdbau	8.072 €
Speicherwasser	5.500 €
<b>Gesamt</b>	<b>425.596 €</b>
	<b>484 €/m<sup>3</sup></b>

### 3.1.3.2 Investitionskosten der Gesamtanlage

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 8,75 Mio. €. Die Abbildung 15 zeigt grob alle Einzelpositionen der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil haben die Solarkollektoren gefolgt von der Position „BoP, EIC, Piping“. Beide zusammen machen in etwa 50% der Gesamtkosten aus. Die andere Hälfte ist auf die sonstigen Komponenten, wie Kältemaschine, sowie der Verbindungsherstellung (Infrastruktur), dem Engineering und den Verwaltungskosten aufgeteilt.

Da es sich bei dem Konzept nicht um einen Liefervertrag einer Gesamtanlage, sondern um einen Wärmeliefervertrag mit der SalzburgMilch handelt, soll für die Abwicklung und den Betrieb der Anlage eine Zweckgesellschaft (SPV – special purpose vehicle) gegründet werden. Die Kosten hierfür sind mit rund 235.000 € berücksichtigt.

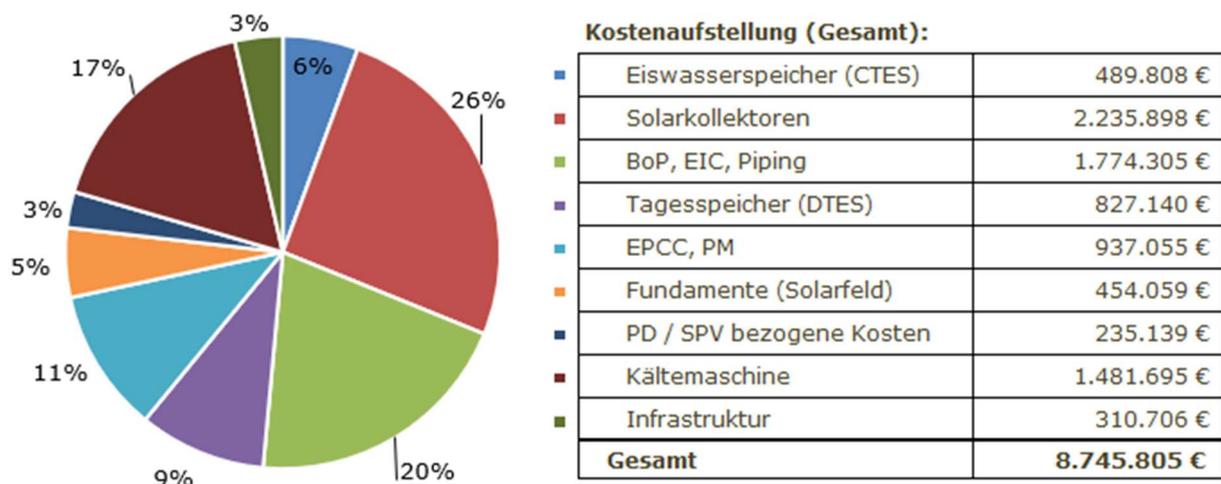


Abbildung 15: Investitionskosten (CAPEX) der Variante 1

### 3.1.3.3 Betriebskosten

Einen hohen Kostenanteil hat die Bereitstellung benötigter Ersatzteile sowie Wartungsarbeiten für die Kältemaschine, die durch spezialisierte Unterauftragnehmer:innen durchgeführt werden. Weitere Kostenfaktoren sind zum einen die Versicherungskosten für die gesamte Anlagentechnik und zum anderen die Strombezugskosten. Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt Tabelle 4. Insgesamt belaufen sich diese im Durchschnitt auf ca. 110.000 €. Diese Kosten steigen jährlich um ca. 2% (Inflationsausgleich) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

Tabelle 4: Aufstellung der Betriebskosten – Variante 1

### 3.1.3.4 Förderfähige Kosten

Der Klima- und Energiefond gewährt für das vorliegende Konzept im Rahmen des Bundesförderprogramms zur Umsetzung „Solarer Großanlagen“ (über 5.000m<sup>2</sup> Kollektoraperturfläche) eine anteilige Förderung von 30% der Mehrkosten. Das Land Salzburg gewährt keine zusätzliche Landesförderung für dieses Vorhaben. Daher wird im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie von einer Förderhöhe von 30% ausgegangen.

Betriebskosten	Jährl. Kosten (Durchschnitt)
1 O&M/Ersatzteilreparaturen	54.661 €
2 O&M CTES	2.130 €
3 O&M Kältemaschine	6.442 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
5 Buchhaltung	500 €
6 Steuerliche Beratung	500 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Versicherungskosten	34.861 €
9 Eigener Stromverbrauch	7.322 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
14 Vermögensverwaltung	500 €
<b>Gesamt</b>	<b>110.316 €</b>

### 3.1.3.5 Wärmegestehungskosten

Bei den in Abbildung 16 dargestellten Wärmegestehungskosten, in Höhe von 84,68 €/MWh<sub>th</sub>, handelt es sich um durchschnittliche Kosten über eine Laufzeit von 20 Jahren, welche mit

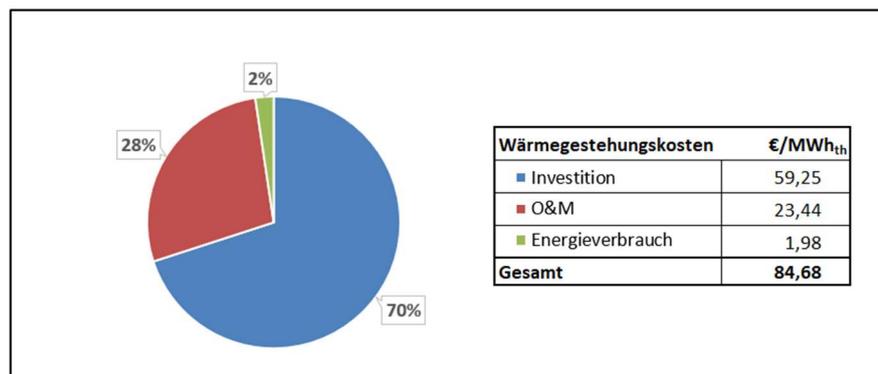


Abbildung 16: Wärmegestehungskosten - Variante 1

Hilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 30% auf die Gesamtinvestitionskosten, ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer sowie die CO<sub>2</sub>-Bepreisung des Eigenstromverbrauches berücksichtigt. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten, Gewinnmargen, Risikorückstellungen sowie die allgemeine Inflation.

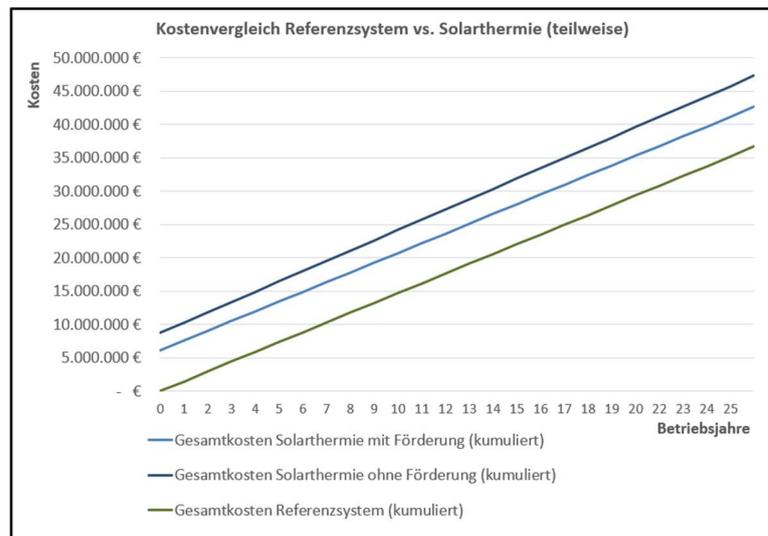
### 3.1.3.6 Amortisationszeit

In der unten gezeigten Grafik (Abbildung 17) werden die kumulierten Kosten des Referenzsystems mit der Variante 1 verglichen. In die Gesamtkostenkalkulation gehen Gaskosten (100 €/MWh) zzgl. CO<sub>2</sub>-Kosten (100 €/t) ein. Weiterhin werden die jeweiligen Stromkosten für die Eigenbedarfe sowie beim Referenzsystem für den Betrieb der Kühlkompressoren berücksichtigt (100 € / MWh), wobei angenommen wird, dass grüner Strom verwendet wird und dafür keine zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Kosten entstehen.

*Im Ergebnis zeigt sich folgendes:*

Abbildung 17: Amortisationszeit (Var. 1) vs. Referenztechnologie (Gas)

Durch die Substitution der elektrischen Kompressoren mit einer Absorptionskältemaschine, steigt der jährliche Gesamtwärmebedarf (14466 MWh ggü. 9221 MWh) an. Dieser kann jedoch aufgrund der begrenzten zur Verfügung stehenden Fläche nur teilweise solarthermisch gedeckt werden (4848 MWh p.a.), sodass bei der Variante 1 sogar etwas mehr Erdgas notwendig wäre (Wärmebedarf 9618 MWh statt 9221 MWh). Ein Vorteil ist die Einsparung an elektrischer Energie durch den Betrieb der Absorptionskältemaschine (Bedarf 302 MWh p.a. ggü. 1800 MWh p.a.). In Summe kann durch die Variante 1 eine jährliche Kosteneinsparung von ca. 7000 € erreicht werden. Jedoch ist diese viel zu gering, um innerhalb von 25 Jahren Betriebsdauer das Referenzsystem im Bestand zu überholen (siehe Abbildung unten). Diese Variante rechnet sich damit viel zu spät und wird daher als nicht wirtschaftlich betrachtet.



### 3.1.3.7 Wärmelieferpreis

Der Wärmelieferpreis ergibt sich aus den Wärmegestehungskosten zusammen mit aktuell geltenden Finanzierungsbedingungen in Abhängigkeit der jeweiligen Kalkulationszinsen. Dieser wird im späteren Verlauf zusammen mit der SalzburgMilch individuell verhandelt und festgelegt.

### 3.1.3.8 Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Aus technischer Sicht ist es machbar, eine solarthermische Lösung zur gleichzeitigen Wärme- und Kältelieferung anzubieten und herzustellen.

Das ökonomische Potential ist kritisch zu betrachten, wenn man auf die Amortisationszeit ggü. des Referenzsystems Gas blickt. Eine nachträgliche Installation dieser Variante in ein bereits erworbenes Bestandssystem muss immer individuell betrachtet werden. Im Fall der SalzburgMilch ist eine Bereitstellung von gleichzeitig Kälte und Wärme nicht ökonomisch sinnvoll.

### 3.1.4 Rahmenbedingungen

#### 3.1.4.1 Allg. Genehmigungssituation

Laut USP dürfen gewerbliche Betriebsanlagen, die nach der Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994) genehmigungspflichtig sind, nur mit einer Genehmigung der Behörde (Betriebsanlagengenehmigung) errichtet und betrieben werden. Die Entscheidung darüber wird in der Regel im ordentlichen Genehmigungsverfahren oder unter bestimmten Voraussetzungen im vereinfachten Genehmigungsverfahren getroffen. Grundsätzlich bedürfen alle Anlagen einer Betriebsanlagengenehmigung, die wegen der Verwendung von Maschinen und Geräten, aufgrund ihrer Betriebsweise oder Ausstattung oder sonstigem Grund bestimmte nach § 74 Abs 2 (GewO 1994) beschriebene Schutzinteressen (z.B. Schutz von Leben oder Gesundheit von Kund\*innen oder Nachbar\*innen) beeinträchtigen.

#### 3.1.4.2 Naturschutzrechtliche Bewilligungspflicht

Gemäß den Naturschutzgesetzen der österreichischen Bundesländer besteht eine allgemeine Verpflichtung zum Schutz und zur Pflege der Natur als Lebensgrundlage für Menschen, Tiere und Pflanzen. Der Naturschutz liegt ausschließlich im Kompetenzbereich der Bundesländer.

Die Überprüfungsaufgaben und die Erstellung eines Gutachtens übernehmen im Rahmen der behördlichen Verfahren die Sachverständigen für Landschaftsschutz oder für Naturschutz. Eine Abfrage über das USP ergab, dass jene Zuständigkeit für die naturschutzrechtliche Prüfung im Planungsgebiet bei der *Bezirkshauptmannschaft Salzburg-Umgebung* liegt.

#### 3.1.4.3 Wasserrechtliche Bewilligungspflicht

Das geplante Solarfeld besitzt einen geschlossenen Sattldampf-Kreislauf, weiterhin müssen keine Abwässer abgeleitet werden. Da im Vorhabengebiet weder Oberflächengewässer noch Grundwasserkörper in irgendeiner Weise beeinflusst werden, kann das Risiko einer wasserrechtlichen Genehmigungspflicht bzw. das Risiko des Versagens einer entsprechenden Genehmigung (falls benötigt) für das Vorhaben als sehr gering eingeschätzt werden.

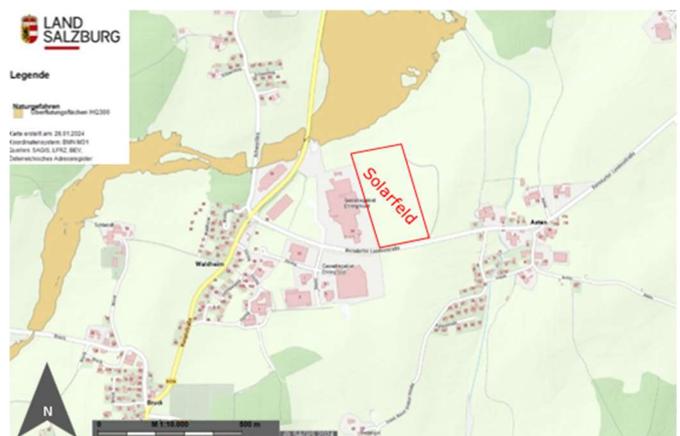


Abbildung 18: Karte für Hochwassergefährdung (Quelle: Land Salzburg - SAGIS, BEV)<sup>7</sup>

<sup>7</sup> URL: <https://www.salzburg.gv.at/sagismobile/sagisonline/map/Wasser/Naturgefahren-Gefahrenzonen>, abgerufen am 26.01.2024

Darüber hinaus befindet sich das Vorhabengebiet in keinem gefährdeten Hochwasserabflussbereich (s. Abbildung 18). Wasserrechtliche Bewilligungen können im Zuge des Betriebsanlagen-genehmigungsverfahrens direkt durch die Gewerbebehörde erteilt werden.

### 3.1.4.4 Umweltverträglichkeitsprüfung (kurz UVP)

Nach eingehender Betrachtung ist für dieses Projekt keine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich, da sich die Gesamtnennleistung des geplanten Vorhabens deutlich unter den im UVP-G genannten Schwellenwerten befindet.

### 3.1.4.5 Flächenwidmung & Eigentumsverhältnisse

Für die Planung des solaren Versorgungskonzeptes wurden Flächen herangezogen, die nach Aussage der Molkerei SalzburgMilch verfügbar sind (s. Abbildung 20).



Abbildung 19: Luftbild von Molkerei und potenziellem Solarfeld-Grundstück<sup>8</sup>

Laut des aktuellen Flächenwidmungs- und Bebauungsplans der Gemeinde Lamprechtshausen gilt das gesamte Gelände als Grünland. Gewidmet sind diese Flächen lt. Katasterinformationen im Speziellen als land- und forstwirtschaftliche Fläche. Nach Angaben des Bauamtsleiters Lamprechtshausen Roland Wagner gewährt das Land Salzburg eine Vereinfachung für die Nutzung des Grünlandes als Projektfläche für Solaranlagen, in dem die Flächenwidmung als Grünland bestehen bleiben kann, jedoch mit einem Zusatz versehen wird, welche einfacher und schneller zu beantragen ist. Generell sei das Land Salzburg positiv ggü. derartigen Vorhaben eingestellt. Die Eigentumsverhältnisse dieser in Abbildung 20 dargestellten, gelb umrandeten Fläche, sind in

<sup>8</sup> Quelle: <https://www.salzburg.gv.at/sagismobile/sagismobile/map/Basiskarten/Digitale%20Katastralmappe>

Tabelle 5 aufgeschlüsselt.

*Tabelle 5: Auflistung der Liegenschaften<sup>9</sup>*

Katastralgemeinde (KG): Schwerting, KG-Nr. 56414				
#	Grundstücksnr. (GST-Nr.)	Einlagezahl	Eigentümer	Flächenwidmung
1	2734/1	17	Franz Armstorfer , Asten 22112 Lamprechtshausen	Land- und Forstwirtschaft
2	2734/2	407	SalzburgMilch GmbH	Land- und Forstwirtschaft
3	2733/1	33	Sebastian u Theresa Hainz, Asten 3, 22112 Lamprechtshausen	Land- und Forstwirtschaft

Insgesamt handelt es sich um drei Grundstücke mit einer nutzbaren Gesamtfläche von rund 7 ha.

#### 3.1.4.6 Baurechtliche Bewilligung

Im Telefongespräch mit der betroffenen Gemeinde konnten etwaig vorhandene Bauverbotszonen im avisierten Projektgebiet ausgeschlossen werden.<sup>10</sup>

#### 3.1.4.7 Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung

Nach Rücksprache mit der Gemeinde Lamprechtshausen (Abteilung Baurecht) steht i.d.R. der verkehrs- und straßenrechtlichen Bewilligung nichts im Wege, sofern die Projektfläche erfolgreich umgewidmet wurde.

#### 3.1.4.8 Eisenbahnrechtliche Bewilligung

Die Anbindung des Solarfeldes an die Molkerei erfordert keine Überquerung der Bahntrasse (s. Abbildung 20). Eine eisenbahnrechtliche Bewilligung ist für das hier betrachtete Vorhaben nicht relevant.



*Abbildung 20: keine Bahntrassen in Nähe des Vorhabengebiets*

#### 3.1.4.9 Forstrechtliche Bewilligungen

Entsprechende Bewilligungen sind im Falle von Rodungen von Waldflächen oder für forstschädliche Luftverunreinigungen verursachende Anlagen notwendig. Das Projektgebiet befindet sich lt. Katasterinformationen und Satellitenbild hauptsächlich auf Grünland. Alle der zur Nutzung geplanten Grundstücke sind jedoch als „Land- und Forstwirtschaft“ gewidmetes Land ausgewiesen und werden

<sup>10</sup> Quelle: Hr. Mag. Patrick Plattner (27.09.2023, 14:30 Uhr)

nach Aussagen des Bauamtes Lambrechtshausen landwirtschaftlich genutzt. Somit wäre eine forstrechtliche Bewilligung wahrscheinlich, jedoch ohnehin dadurch obsolet, da Rodungen nicht nötig sind und die Solaranlage keine Emissionen verursacht.

### 3.1.4.10 Bewilligung nach dem Luftfahrtgesetz

Eine Bewilligung nach dem Luftfahrtgesetz sollte aus der Erfahrung heraus keine Rolle spielen und wird nicht als Risiko für eine Umsetzung des Vorhabens angesehen. Eine Risikobewertung für die Luftfahrt wurde vom Deutschen Luft- und Raumfahrtzentrum durchgeführt und als nicht vorhanden eingestuft.

### 3.1.4.11 Leitungsrechte für Strom-, Gas-, Telefonleitungen etc. in der Nähe von Betriebsanlagen

Durch die direkte Angrenzung des betrachteten Solarfeldes an das Betriebsgelände der SalzburgMilch stellt die Einholung von Leitungsrechten kein Risiko dar, sofern die Flächenumwidmung vollbracht ist.

### 3.1.4.12 Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Die Übersicht in Abbildung 21 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte und genehmigungsrechtlichen Risiken.

Abbildung 21: Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Zusammenfassend sind alle betrachteten, genehmigungsrechtlichen Risiken als gering einzustufen.

Insbesondere wird das Vorhaben begünstigt durch die Festlegung des Landes Salzburg, dass anstatt einer Umwidmung des Grünlandes in Bauland nur eine zusätzliche Bewilligung zum Bau eines Solarparks beantragt werden muss, wobei die Flächenwidmung als Grünland bestehen bleiben kann.

Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken		
Potentielle Behördliche Auflagen	Risiko	Begründung
<b>Allg. Genehmigung</b>		
Betriebsgenehmigung (GewO 1994)	gering	Flächenwidmung Grünland bleibt bestehen - Zusatz für Solarpark beantragen
<b>Naturschutz</b>		
Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-G 2000)	gering	Anlagengröße geringer als Schwellenwert
Naturschutzrechtliche Bewilligung	gering	Flächenwidmung Grünland bleibt bestehen - Zusatz für Solarpark beantragen
Wasserrechtliche Bewilligungspflicht	gering	keine Beeinflussung von Oberflächengewässer und Grundwasser
<b>Baurecht</b>		
Baurechtliche Bewilligung	gering	Flächenwidmung Grünland bleibt bestehen - Zusatz für Solarpark beantragen
Bauverbotszonen	gering	keine Bauverbotszonen im Projektgebiet (Stand 16.01.2024)
<b>Sonstiges</b>		
Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung	gering	Zuwegung Solarpark unproblematisch
Eisenbahnrechtliche Bewilligung	gering	nicht relevant
Forstrechtliche Bewilligungen	gering	nicht relevant
Bewilligung nach dem Luftfahrtgesetz	gering	Erfahrungsgemäß keine Interessenskonflikte, Luftfahrtspez. Beeinträchtigung unwahrscheinlich
Bewilligung nach dem Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K)	gering	Entfällt, da auf geplantes Vorhaben nicht zutreffend
Leitungsrechte für Strom-, Gas-, Telefonleitungen etc. in der Nähe von Betriebsanlagen	gering	Solarpark grenz direkt an Betriebsgelände

## 3.2 Variante 2 „Solarfeld mit Tagesspeicher“

In der Variante 2 wurde auf die Mitversorgung des Kältebedarfs des Kunden verzichtet und infolgedessen auch auf den saisonalen Eisspeicher. Es wurde ein Konzept rein zur Lieferung von Prozessdampf untersucht. Hierfür wurde ein Solarfeld mittels Parabolrinnenkollektoren mit einer Aperturfläche von 13.640 m<sup>2</sup> sowie ein Tagesspeicher (DTES) eingeplant.

### 3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

#### Versorgungskonzept

Es wird angestrebt rund 30% des benötigten Prozessdampfes, mittels Wärmeenergie aus dem Solarfeld, zu decken. Die solare Energie wird zunächst über das Solarfeld aufgenommen und an den Dampfkreislauf des Kunden abgegeben. Mit der überschüssigen Energie aus dem Solarfeld, welche nicht direkt verwendet werden kann, wird der Tagesspeicher geladen. Dieser kann die gespeicherte Energie für kurze Zeit (einige Stunde bis wenige Tage) vorhalten und sie bei Bedarf wieder abgeben, wenn keine Sonnenenergie zur Verfügung steht, z.B. bei Bewölkung oder bei Nacht. Eine Darstellung des Konzepts ist in der Abbildung 22 zu sehen.

Eine längerfristige Speicherung der Wärmeenergie, bspw. über mehrere Wochen, ist mithilfe des DTES nicht möglich. Da Hochtemperatur-Speicher hohen technischen Anforderungen unterliegen und infolge dessen mit hohen Investitionskosten verbunden sind, ist

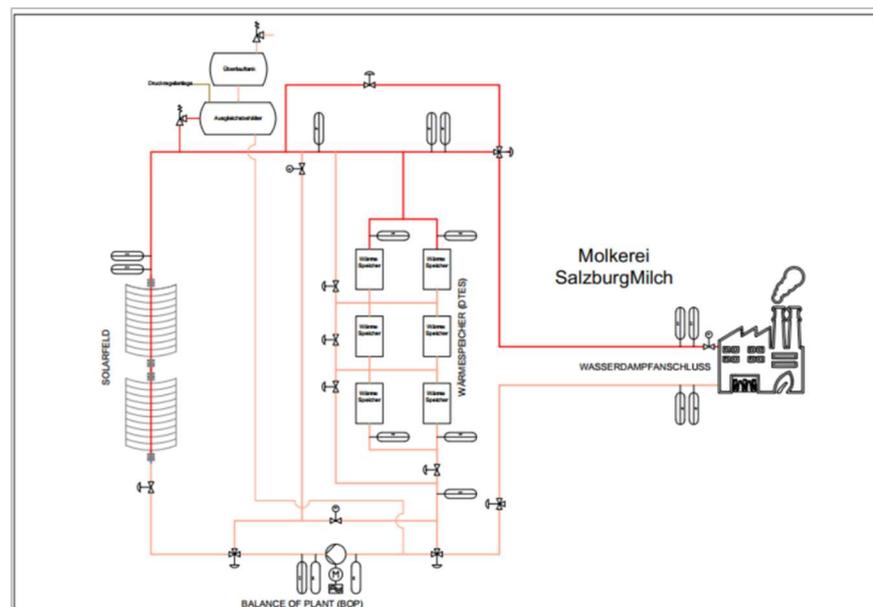


Abbildung 22: Blockschaltbild Solaranlage Variante 2

eine Umsetzung solcher Speicher zur Langzeitspeicherung wirtschaftlich nicht darstellbar. Der verbleibende nicht-solar gedeckte Anteil des Bedarfes an Prozesswärme muss auch bei diesem Konzept anderweitig bereitgestellt werden. Hierzu können andere erneuerbare Technologien, wie z.B. Biomasse-Heizkraftwerke, zum Einsatz kommen. Aufgrund der guten Regelbarkeit der Parabolrinnenanlage kann diese mit einer Vielzahl unterschiedlicher Boiler-Systeme kombiniert, wie auch in das bestehende System problemlos integriert

werden. Die bestehenden Gasboiler können weiterhin als Backup- / bzw. Nachheizsystem vorgehalten werden.

## Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

*Die Grundlagen zur Berechnung Tabelle 6 Parabolrinnen-Solarfeld Kenndaten*

der solaren Energiegewinnung sind die gleichen, wie in Variante 1. Als Basis für die Solarertragsberechnung wurden wieder Strahlungswerte der öffentlich zugänglichen Plattform Helioclim 3<sup>11</sup> für den betrachteten Standort genutzt. Die örtlich verfügbare Direkteinstrahlung (DNI) beträgt 1.127 kWh/m<sup>2</sup> im Jahr. Auch beim Versorgungskonzept von Variante 2 waren die durchgeführten Simulationen darauf bedacht ein Optimum zwischen solarer Bedarfsdeckung und Wirtschaftlichkeit zu erzielen. Vor diesem Hintergrund wurde das Flächenpotenzial nicht zu 100% ausgeschöpft, um eine Überproduktion zur vermeiden.

CST-Feld – Kenndaten	
Leistung	6 MW <sub>th</sub>
Anzahl Kollektoren	14
Aperturfläche	10.663 m <sup>2</sup>
Landfläche	2,8 ha
Eigenenergiebedarf	46 MWh <sub>el</sub> /a
SF-Eintrittstemperatur	163 °C
SF-Auslauftemperatur	250 °C
Wärmeträgermedium	Dampf
Sonneneinstrahlung (DNI)	1127 kWh/m <sup>2</sup> ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	4,81 GWh <sub>th</sub>
Gelieferte Wärme	3,71 GWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> -Einsparung	961 t-CO <sub>2</sub> /a
<b>Solarer Deckungsgrad:</b>	
thermischer Gesamtbedarf	<b>40,2 %</b>

Das geplante Solarfeld besitzt eine Aperturfläche von ca. 10.663 m<sup>2</sup>. Die sich daraus ergebene Solaranlage erzeugt einen jährlichen Energieoutput von ca. 4,81 GWh<sub>th</sub>. Die an den Kunden gelieferte Wärme beträgt 3,71 GWh/a. Dies entspricht einer CO<sub>2</sub>-Einsparung, gerechnet bei einer thermischen Bedarfsdeckung mit Gas und einem CO<sub>2</sub>-Äquivalent von 0,22 t/MWh<sub>Gas</sub> von bis zu 960,6 t pro Jahr. In Tabelle 6 werden die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes nochmals aufgelistet.

Als Wärmeträgermedium im Solarfeld wurde sich wiederum für Dampf entschieden, da dieses gegenüber Thermoölen, aufgrund der Umweltverträglichkeit, leichter zu genehmigen ist. Um ein Erstarren des Wassers bei Minusgraden zu vermeiden, ist daher jedoch auch eine zentrale Begleitheizung oder eine Umwälzpumpe im System, die eine ständige Zirkulation gewährleistet, notwendig.

In der Abbildung 23 wird dargestellt, wie das Solarfeld inkl. des Speichers und der restlichen Anlagentechnik gestaltet werden kann.

<sup>11</sup> URL: <https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free>

Abbildung 23: Layout Solarfeld - Variante 2

Die durch das Solarfeld erzeugte Wärmeenergie und die zur Bedarfsdeckung notwendige Prozesswärme der Molkerei werden in Abbildung 24 auf monatlicher Basis einander gegenübergestellt.



Um die dynamische Simulation durchführen zu können, wurde das Verbrauchsprofil von SalzburgMilch zur Verfügung gestellt. Dieses weist den Gasverbrauch zur Dampferzeugung auf stündlicher Basis aus und bezieht sich auf das Geschäftsjahr 2021, welches laut Molkerei als repräsentativ erachtet werden kann. Des Weiteren wurden entsprechende Verluste der vorgesehenen Erzeugungs-, Übertragungs-, Speichertechnologien in die Betrachtung mit einbezogen. Siehe auch Abbildung 11 und Abbildung 27

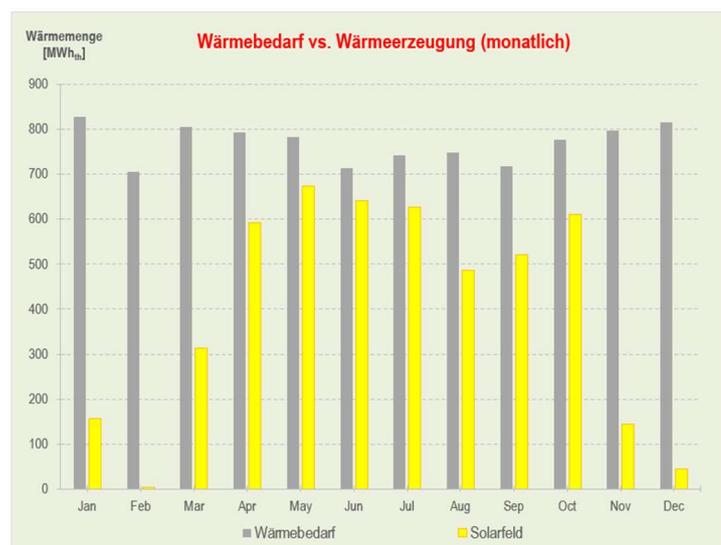


Abbildung 24: monatlicher Solarertrag vs. Prozesswärmebedarf (Variante 2)

Die folgenden Abbildungen sollen veranschaulichen, auf welche Weise die solare Wärme vom Kunden optimal genutzt und der Anteil an ungenutzter Überschusswärme möglichst geringgehalten werden kann. Das Balkendiagramm zeigt die monatliche Bedarfsdeckung durch die verschiedenen Wärmequellen, wohingegen das Kuchendiagramm die jährliche Verteilung insgesamt aufzeigt.

Die Simulation hat gezeigt, dass ungefähr ein Sechstel des gesamten Dampf-wärmebedarfs der Molkerei SalzburgMilch direkt aus dem Solarfeld gedeckt werden kann, siehe Abbildung 26. Dieser Anteil entspricht ca. der Hälfte (43%) der insgesamt solar erzeugten Wärme. Rund 23% des Wärmebedarfs bzw. 57% der solaren Wärme können im Tagesspeicher kurzfristig vorgehalten und zeitlich

versetzt genutzt werden. Der Tagesspeicher selbst hat eine Kapazität von 16,6 MWh<sub>th</sub>. Alles in allem können etwa 40,2% des gesamten Wärmebedarfs solar gedeckt werden. Für die restlichen 59,8% müssen andere alternative Wärmeenergiequellen beschafft werden, um eine vollwertige nachhaltige Produktion zu erreichen.

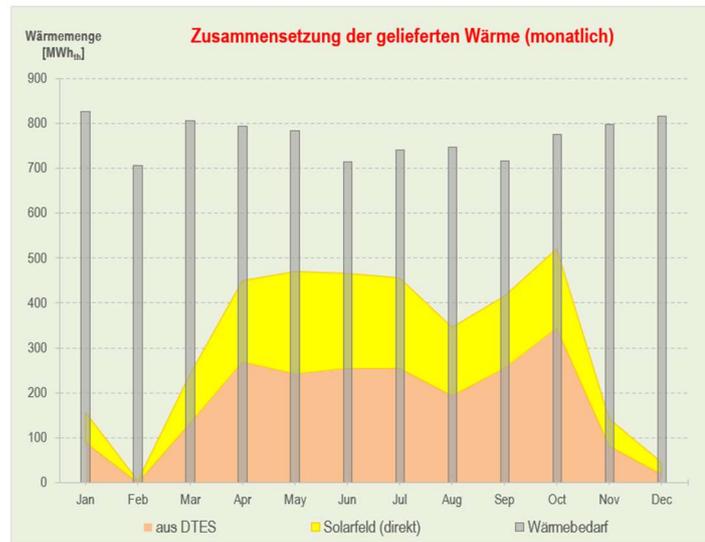


Abbildung 25: Monatliche solare Dampf-Lieferung vs. Bedarf (Variante 2)

Da das Speichern von Wärme immer mit Verlusten einhergeht, sind schlussendlich etwa 3,71 GWh<sub>th</sub> Wärmeenergie aus dem Solarfeld jährlich nutzbar. Eine Veranschaulichung des Energieflusses, sowie der erwartbaren Speicherverluste, aber auch der Anfahrverluste eines „kalten“ Solarfeldes innerhalb eines Jahres sind in Abbildung 27 zu sehen. Insgesamt belaufen sich alle Verluste auf rund 242 MWh pro Jahr (entspricht 4,9% des Solarertrags) und lassen sich technisch kaum vermeiden. Demgegenüber steht die ungenutzte Wärme, welche ebenso als Verlust dargestellt werden könnte, jedoch handelt es sich hierbei tatsächlich um solare Überschüsse, die trotz der Speicher, nicht mehr vorgehalten werden konnten. Sie sind im Rahmen eines wirtschaftlich optimierten Konzeptes, mit einer möglichst hohen solaren Deckung bei verhältnismäßig geringen Investitionskosten, hinnehmbar. Der Anteil beläuft sich in diesem Fall auf 996 MWh pro Jahr (ca. 20% des nutzbaren Solarertrags). Möglicherweise findet sich zukünftig ein Bedarf, der sich hiermit vollkommen oder teilweise decken lässt.

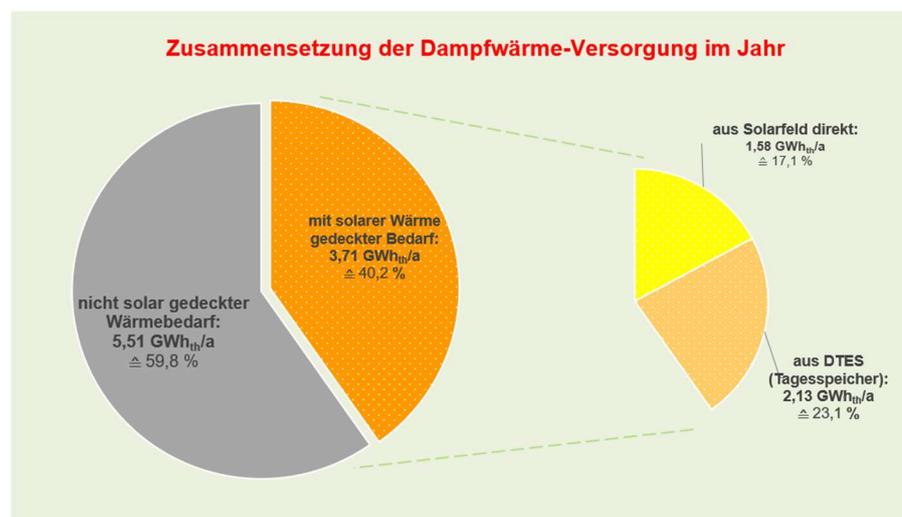


Abbildung 26: Verteilung der Jahresdampfwärme-Bereitstellung (Variante 2)

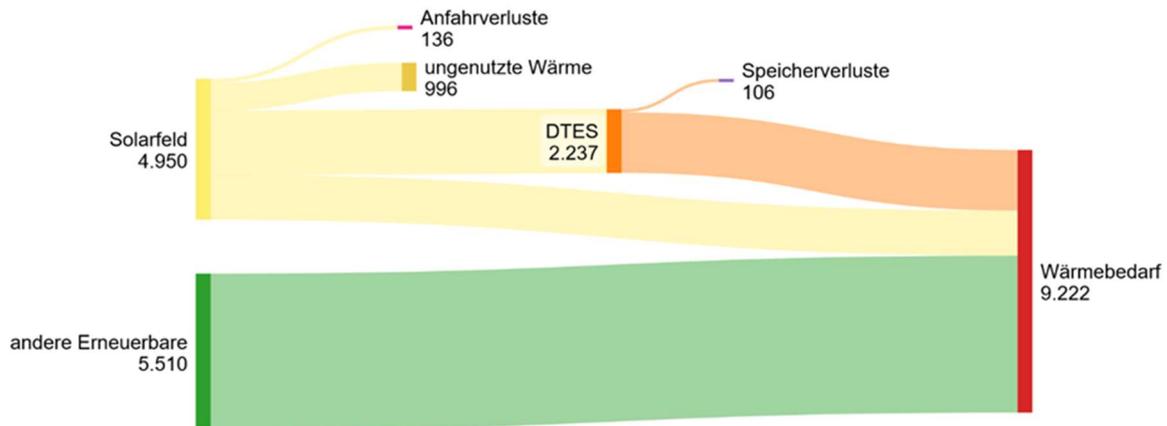


Abbildung 27: Energieflussdiagramm (Variante 2)<sup>12</sup>

### 3.2.2 Ökonomische Betrachtung

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte herangezogen und Angebote von Zulieferfirmen eingeholt.

#### Investitionskosten

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 5,9 Mio. €. Die Abbildung 28 zeigt grob alle Positionen der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil hat das Solarfeld mit rund 27%. Da es sich bei dem Konzept nicht um einen Liefervertrag einer Gesamtanlage, sondern um einen Wärmeliefervertrag mit der SalzburgMilch handelt, soll für die Abwicklung und den Betrieb der Anlage eine Zweckgesellschaft (SPV – special purpose vehicle) gegründet werden. Die Kosten hierfür sind mit rund 170.000 € berücksichtigt.

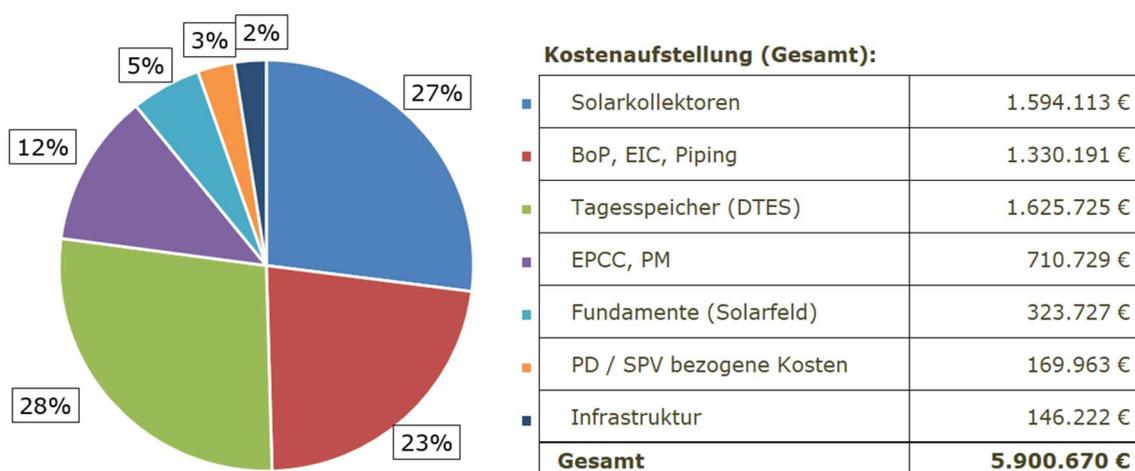


Abbildung 28: Investitionskosten (CAPEX) der Variante 2

<sup>12</sup> Alle numerischen Angaben verstehen sich als Megawattstunden pro Jahr (MWh/a)

## Betriebskosten

Einen hohen Kostenanteil haben die Bereitstellung benötigter Ersatzteile sowie die Versicherungskosten für die gesamte Anlagentechnik und zum anderen die Strombezugskosten für den Eigenbedarf. Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt Tabelle 4.

Insgesamt belaufen sich diese im Durchschnitt auf ca. 74.360 € pro Jahr. Diese Kosten steigen jährlich um ca. 2% (Inflationsausgleich) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

Tabelle 7: Aufstellung der Betriebskosten Variante 2

## Förderfähige Kosten

Der Klima- und Energiefond gewährt für das vorliegende Konzept im Rahmen des Bundesförderprogramms zur Umsetzung „Solarer Großanlagen“ (über 5.000m<sup>2</sup>

Kollektoraperturfläche) eine anteilige Förderung von 30% der Mehrkosten. Daher wird im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie von einer Förderhöhe von 30% ausgegangen.

Betriebskosten	Jährl. Kosten (Durchschnitt)
1 O&M/Ersatzteilreparaturen	41.275 €
2 O&M CTES	0 €
3 O&M Kältemaschine	0 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
5 Buchhaltung	500 €
6 Steuerliche Beratung	500 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Versicherungskosten	23.603 €
9 Eigener Stromverbrauch	4.583 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
14 Vermögensverwaltung	500 €
<b>Gesamt</b>	<b>74.360 €</b>

## Wärmegestehungskosten

Bei den in Abbildung 29 dargestellten Gestehungskosten, in Höhe von 74,58 €/MWh<sub>th</sub>, handelt es sich um die Kosten, über eine Laufzeit von 20 Jahren, welche mithilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurden ein Fördersatz von 30% auf die Gesamtinvestitionskosten und ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer berücksichtigt. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten, Gewinnmargen, Risikorückstellungen sowie die allgemeine Inflation.

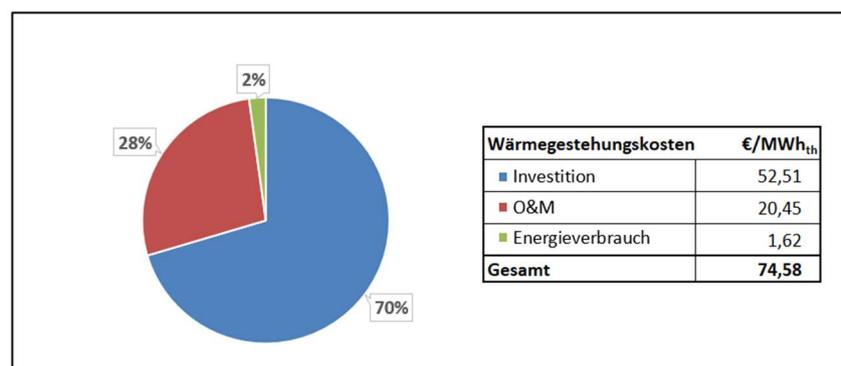


Abbildung 29: Wärmegestehungskosten – Variante 2

## Amortisation

In der unten gezeigten Grafik werden die kumulierten Kosten des Referenzsystems mit der Variante 2 verglichen. In die Gesamtkostenkalkulation gehen Gaskosten (100 €/MWh) zzgl. CO<sub>2</sub>-Kosten (100 €/to) ein. Weiterhin werden die jeweiligen Stromkosten für die Eigenbedarfe berücksichtigt (100 €/ MWh), wobei angenommen wird, dass grüner Strom verwendet wird und dafür keine zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Kosten entstehen. Das Kühlsystem des Kunden ist in diesem Vergleich nicht zu berücksichtigen.

Im Ergebnis zeigt sich folgendes:

Der jährliche Gesamtwärmebedarf (9221 MWh) ist bei beiden Varianten gleich. Beim Referenzsystem wird dieser Bedarf zu 100% aus Erdgas gedeckt. Bei der solarthermischen Variante (Variante 2), können aufgrund mit der zur Verfügung stehenden Fläche 3711 MWh p.a. solarthermisch gedeckt werden, sodass bei der Variante 2 relativ viel Erdgas jährlich eingespart werden kann (Erdgasbedarf 5510 MWh statt 9221 MWh). Dafür wird nur geringfügig mehr elektrische Energie benötigt (ca. 46 MWh<sub>el</sub> Eigenverbrauch Solaranlage).

In Summe kann durch die Variante 2 eine jährliche Kosteneinsparung von ca. 315.000 € erreicht werden. Diese ist groß genug, um innerhalb von ca. 13 Jahren Betriebsdauer das Referenzsystem im Bestand zu überholen und danach erhebliche jährliche Kosteneinsparungen zu erzielen (siehe Abbildung unten). Diese Variante rechnet sich damit und wird daher als wirtschaftlich betrachtet. Ohne Förderung könnte die Solarthermie-Anlage erst ab dem 24. Betriebsjahr zu guten Kostenvorteilen ggü. dem Referenzsystem führen.

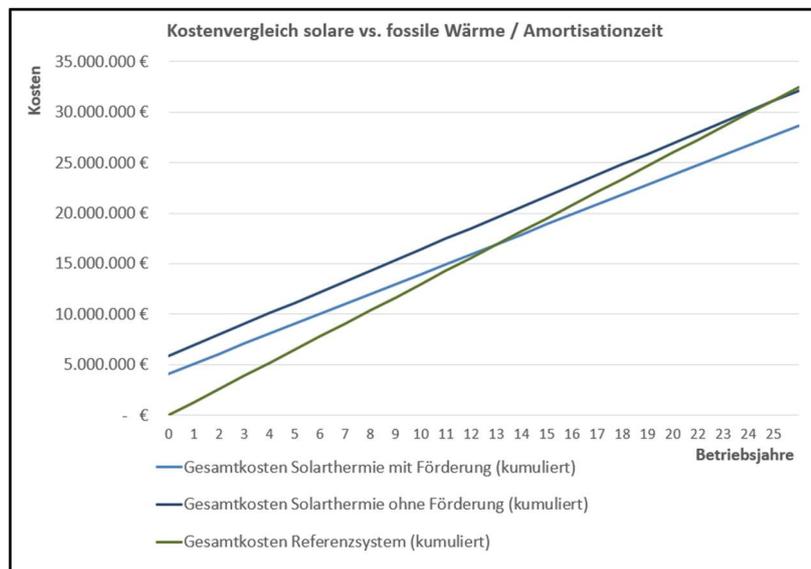


Abbildung 30: Amortisationszeit (Var. 2) vs. Referenztechnologie

## Wärmelieferpreis

Der Wärmelieferpreis ergibt sich aus den Wärmegestehungskosten zusammen mit aktuell geltenden Finanzierungsbedingungen in Abhängigkeit der jeweiligen Kalkulationszinsen. Dieser wird im späteren Verlauf zusammen mit der SalzburgMilch individuell verhandelt und festgelegt.

Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Das ökonomische Potenzial kann bereits anhand der Amortisationszeit abgeleitet werden. Mit einer Förderung von 30% können bereits nach 13 Jahren Kostenvorteile ggü. dem Referenzsystem erzielt werden, wie aus Abbildung 30 hervorgeht.

Selbst bei angenommenen Grundstückskosten von ca. 0,6 Mio. € (~20 € / qm Grünland Lamprechtshausen (Annahme konservativ)) amortisiert sich die Variante 2 verglichen mit dem Referenzsystem nach gut 15 Jahren.

Im Hinblick auf die technische Multiplizierbarkeit ist die Parabolrinnen-Solaranlage äußerst vielseitig einsetzbar. Aufgrund der sehr einfachen Prozessintegration in das bestehende Wärmesystem, lässt sich das hier dargestellte Konzept auf jegliche Industrie, die ähnliche Parameter benötigt, anwenden. Einzige Voraussetzung ist, dass genügend Freifläche in der Nähe des Abnehmers zur Verfügung steht.

### 3.2.3 Rahmenbedingungen

Da die Rahmenbedingungen für Variante 2 die gleichen sind wie für Variante 1, soll hier keine erneute Auflistung zu den einzelnen Unterpunkten stattfinden. Diese können dem Abschnitt 3.1.4.1 entnommen werden. Unterschiede sind lediglich in der „Wasserrechtlichen Bewilligungspflicht“ festzustellen. Im Folgenden sollen die Unterschiede sowie die Zusammenfassung getrennt dargestellt werden.

## 4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Schlussfolgerungen und Empfehlungen werden mit Hilfe des Variantenvergleichs beschrieben bzw. hergeleitet.

### 4.1.1.1 Variantenvergleich

Beide untersuchten Varianten sind in Tabelle 7 gegenübergestellt.

Die Variante 1 hat rund 50% höhere Investitionskosten ggü. Variante 2 zur Folge, wobei zwar mehr nutzbare Wärme (4,92 GWh / a) an den Verbraucher geliefert wird im Vergleich zu Variante 2 mit ca. 3,71 GWh / a, jedoch dies nicht die Mehrkosten rechtfertigt.

Die Wärmegestehungskosten und damit der mögliche Wärmepreis sind bei Variante 2 durch die Einsparungen im Bereich der Speicherlösung und der Absorptionskältemaschine von zusammen ca. 2 Mio. € geringer.

Variantenvergleich		
	Variante 1	Variante 2
	Wärme und Kälte	Nur Wärme
Leistung	8,4 MW <sub>th</sub>	6 MW <sub>th</sub>
Anzahl Kollektoren	18	14
Aperturfläche	14.956 m <sup>2</sup>	10.663 m <sup>2</sup>
Landfläche	3,6 ha	2,8 ha
Eigenenergiebedarf	73 MWh <sub>e</sub> /a	46 MWh <sub>e</sub> /a
SF-Eintrittstemperatur	163 °C	163 °C
SF-Auslaufstemperatur	250 °C	250 °C
Wärmeträgermedium	Dampf	Dampf
Sonneneinstrahlung (DNI)	1127 kWh/m <sup>2</sup> a	1127 kWh/m <sup>2</sup> a
Jährlich erzeugte Solarwärme	7,38 GWh <sub>th</sub>	4,81 GWh <sub>th</sub>
Gelieferte Wärme	4,92 GWh <sub>th</sub>	3,71 GWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> -Einsparung	1274 t CO <sub>2</sub> /a	961 t CO <sub>2</sub> /a
<b>Solarer Deckungsgrad:</b>		
Kälteenergiebedarf	57,0 %	0,0 %
Wärmeenergiebedarf (Dampf)	20,2 %	40,2 %
thermischer Gesamtbedarf	33,5 %	40,2 %
<b>Investitionskosten</b>	<b>~8.746.000 €</b>	<b>~5.900.000 €</b>
<b>Betriebskosten p.a. ~</b>	<b>~110.000 €</b>	<b>~74.000 €</b>

Tabelle 7: Variantenvergleich

Jedoch fällt dieser Unterschied aufgrund der auch geringeren tatsächlich gelieferten und vom Kunden abnehmbare Wärme von 3,71 GWh ggü. 4,92 GWh (Variante 1) recht gering aus.

So ergeben die

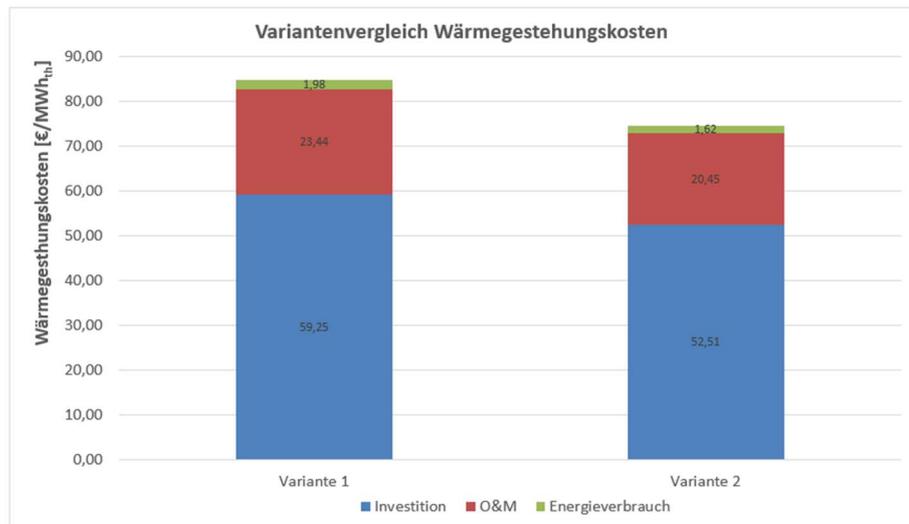


Abbildung 23: Vergleich der Wärmegestehungskosten

Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Variante 1 durchschnittliche Wärmegestehungskosten (inkl. Förderung) in Höhe von 84,68€/MWh<sub>th</sub> bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Im Vergleich dazu ergab die Kalkulation von Variante 2 durchschnittliche Kosten von 74,58 €/MWh<sub>th</sub>.

Eine Bewertung der Varianten allein anhand der reinen Wärmegestehungskosten ist damit nur schwer möglich.

Aufschluss über die Wirtschaftlichkeit der Lösung kann hierbei ein Vergleich der Varianten mit dem (Referenzsystem) Bestandssystem des Kunden geben. Dies wurde in Abschnitt 3.1.2 bzw. 3.2.2 (Amortisation) untersucht.

Aus diesen Ergebnissen ist eine eindeutig bessere Wirtschaftlichkeit der Variante 2 ggü. Variante 1 ableitbar.

Die Untersuchungen zeigen, dass eine eindeutige Empfehlung für die Variante 2 (nur Wärmelieferung) gegeben werden kann. Daher wurde der folgende Umsetzungsplan in Kap. 5 für Variante 2 erstellt.

## 5 Umsetzungsplan der Solaren Großanlage

### 5.1.1.1 Projektablauf- und Meilensteinplanung

In Abbildung 31 ist ein grober Projektablaufplan mit Meilensteinen dargestellt.

Der Projektstart soll repräsentativ betrachtet werden, da es zum jetzigen Zeitpunkt noch keine vertragliche Einigung gibt. Bei konkreter Festlegung des Projektstartes zusammen mit der SalzburgMilch verschieben sich alle Termine entsprechend nach hinten. Der Erhalt des Planungsrechtes ist vermutlich schneller zu erzielen, da keine Umwidmung der Fläche erfolgen muss, sondern nur ein Zusatz für die Solare Nutzung beim LAND Salzburg beantragt werden muss. Mit einer Genehmigung ist durch die positive Einstellung des Landes ggü. Solarer Energie schneller zu rechnen. Diese Aspekte finden sich im Projektplan wieder.

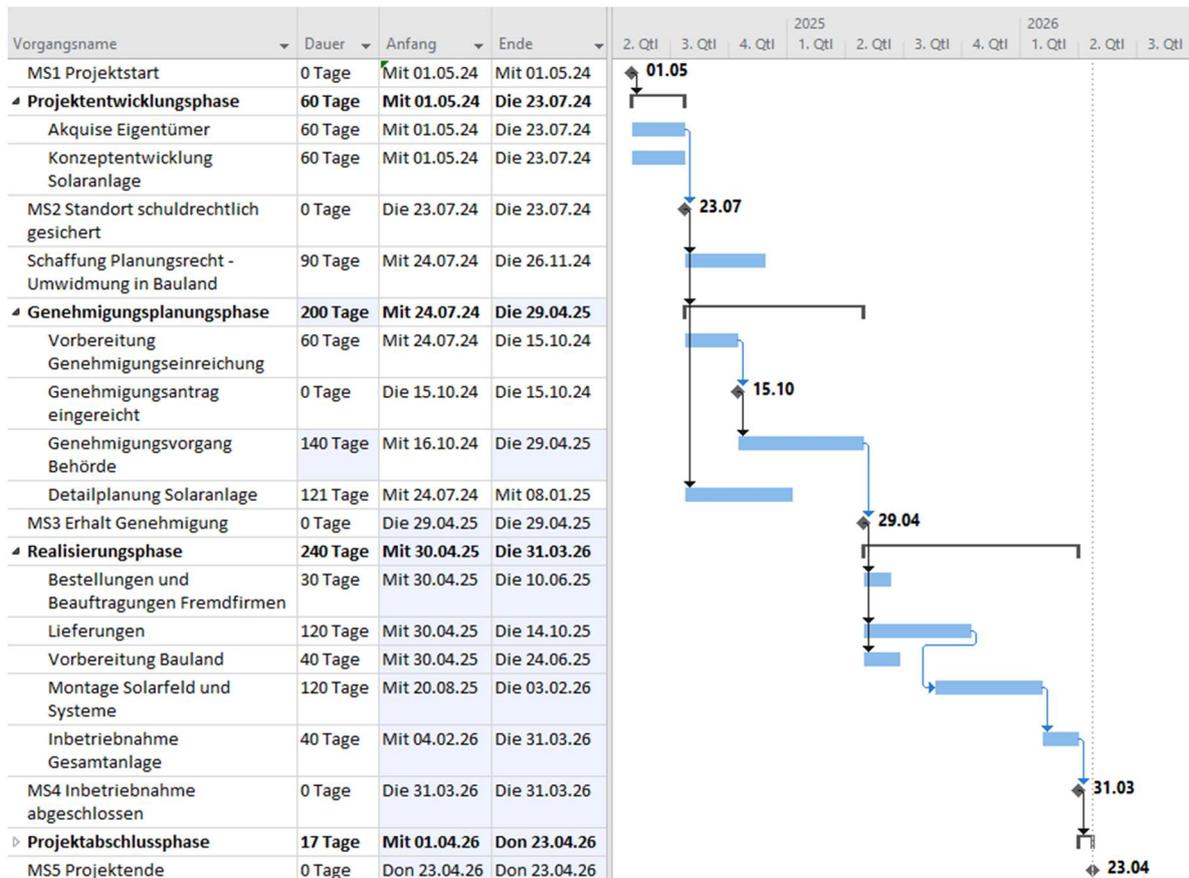


Abbildung 31 Zeitplan für Variante 2

### 5.1.1.2 Finanzierungsplan

Der Finanzierungsplan ist für die Variante 2 dargestellt und orientiert sich am zuvor dargestellten Projektablaufplan. Aus diesem ergeben sich die Zeiträume, in denen die großen Investitionen getätigt werden.

Anzumerken ist, dass der Finanzierungsplan eine von vielen verschiedenen Finanzierungslösungen zeigt. Dieser Plan muss zu einem späteren Zeitpunkt zusammen mit der SalzburgMilch und Fördermittelgeber:innen konkretisiert werden.

Mit Hilfe des dargestellten Zeitablaufplan und der in den vorherigen Kapiteln erörterten Investitionskosten könnte ein Finanzierungsplan für das Vorhaben unter der Voraussetzung eines Eigenkapitalanteils von 30% sowie einer Förderung von 30% in etwa wie folgt aussehen:

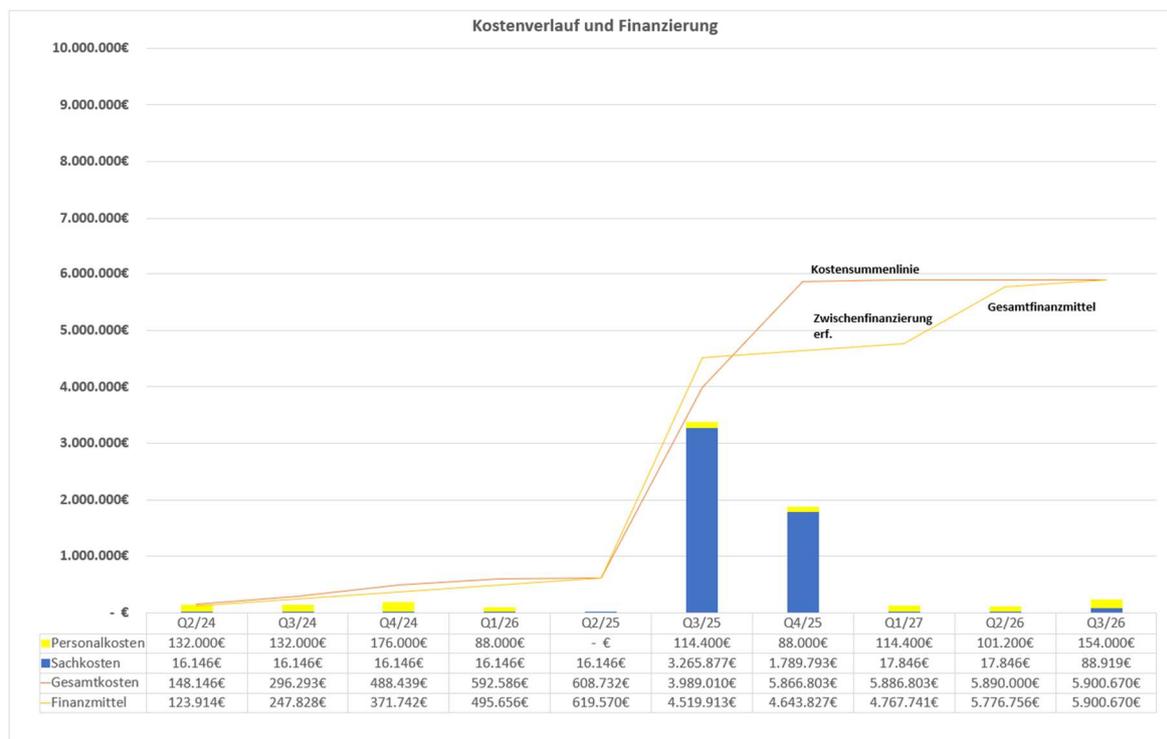


Abbildung 32: Finanzierungsplan

## 6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Es wurden bis zum heutigen Zeitpunkt keine Publikationen und Disseminierungsaktivitäten durchgeführt. Mögliche zukünftige Publikationen werden mit der SalzburgMilch und der KPC abgesprochen.

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.