

# Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes  
Solarthermie – solare Grossanlagen

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Projekttitlel:</b>	Solarthermische Parabolrinnenanlage zur ganzheitlichen Prozessversorgung der Brauerei WIESELBURG
<b>Programm inkl. Jahr:</b>	Solare Großanlagen 2022
<b>Dauer:</b>	11.08.2022 bis 10.07.2023
<b>Kontaktperson Name:</b>	Timo Zippler
<b>Kontaktperson Adresse:</b>	Hansestraße 21, 18182 Bentwisch, Deutschland
<b>Kontaktperson Telefon:</b>	+49 (0) 381 260550 - 13
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	timo.zippler@solarlite.de
<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, Kälteversorgung, saisonaler Speicher
<b>Auftragssumme:</b>	34.500,00 €
<b>Klimafonds-Nr:</b>	C283263
<b>Erstellt am:</b>	10.07.2023

## B) Projektübersicht

### 1 Kurzfassung

Es werden Simulations- und Berechnungsergebnisse von zwei Varianten am Standort Wieselburg für die Brauerei Union Österreich AG vorgestellt. Ausgangspunkt für die Varianten ist das im Antrag beschriebene solarbasierte Versorgungskonzept, um Kälte bereitzustellen.

In beiden Varianten soll die benötigte Energie zur Kälteerzeugung der Brauerei Wieselburg, mittels eines Solarfeldes (Parabolrinnenkollektoren), solarthermisch gedeckt werden.

Variante 1 hat ein größeres Solarfeld und wird mit einer Absorptionskältemaschine und einem Saisonalspeicher, in Verbindung mit einer unterstützenden Wärmepumpe, gekoppelt. Es wird ein solarer Deckungsgrad von 75% des Kältebedarfs erreicht. Die restlichen 25% sollen mittels grünen Stroms zum Antreiben einer Wärmepumpe geliefert werden. Die Kosten für den Strom sind in der Simulation als Extrapunkt unter Betriebskosten, neben den Stromkosten der Solaranlage, mit einbezogen worden. In Summe ist Variante 1 mit höheren Investitions- und Betriebskosten aber auch mit einem höheren solaren Deckungsgrad verbunden. Dem gegenübergestellt ist Variante 2 mit einem kleineren Solarfeld, welches über einen Wärmetauscher die Absorptionskältemaschine antreibt. Zusätzlich soll die überschüssige Wärmeenergie aus dem Solarfeld in einem Tagesspeicher kurzzeitig gespeichert und bei Bedarf wieder entnommen werden. Somit erreicht Variante 2 einen solaren Deckungsgrad von 44% des Kältebedarfs. Die restlichen 56% werden über die, von der Brauerei Wieselburg, bislang zur Energieerzeugung genutzten Anlagen bereitgestellt.

Trotz der höheren Investitions- und Betriebskosten der Variante 1 liegt der Wärmegestehungskosten nur  $1,43 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$  über dem der Variante 2. Jedoch ist Variante 1 eine vollständig dekarbonisierte Lösung. Dies bewirkt eine  $\text{CO}_2$ -Einsparung von  $1.696 \text{ t/Jahr}$ , gegenüber einer thermischen Bedarfsdeckung mittels Gases bei einem  $\text{CO}_2$ -Äquivalent von  $0,22 \text{ t/MWh}_{\text{Gas}}$ . Variante 2 dagegen ist knapp zur Hälfte dekarbonisiert und erreicht lediglich eine  $\text{CO}_2$ -Einsparung von  $744 \text{ t/Jahr}$ .

Die Bewilligung beider Varianten stellt kein hohes Risiko dar. Der größte Unterschied bei der Bewilligung beider Varianten tritt bei der wasserschutzrechtlichen Bewilligung auf. Hier hat die Variante 1 den Nachteil, dass aufgrund des Saisonalspeichers tiefbauliche Arbeiten erfolgen müssen. Diesbezüglich greifen standortrechtliche Vorgaben der Stadtgemeinde Wieselburg, die besagen, dass bei Bauarbeiten ab einer Tiefe von 3m eine Bewilligung für das Projekt ausgesprochen werden muss. Dies stellt jedoch nur eine mittlere Gefährdung dar, da notfalls eine Anpassung der Geometrie des Saisonalspeichers und somit eine Verringerung der Tiefe, erfolgen kann. Eine Gefährdung des Grundwassers kann folglich umgangen werden.

Folgende Gegenüberstellung beider Varianten fasst die wesentlichen Punkte aus dieser Machbarkeitsstudie zusammen:

Tabelle 1 Gegenüberstellung der geprüften Varianten

<b>Variante 1</b>	<b>Parameter</b>	<b>Variante 2</b>
	<b>Aufbau</b>	
10.524 m <sup>2</sup>	Aperturfläche Solarfeld	6.647 m <sup>2</sup>
ja	Saisonalspeicher	nein
nein	Tagesspeicher	ja
ja	Wärmepumpe	nein
	<b>Energie</b>	
ca. 4,9 GWh(th)	jährliche solare Energielieferung	ca. 2,88 GWh(th)
ca. 75 %	solare Deckung Kältebedarf	ca. 44 %
0,11 GWh(th)	Wärmeverluste pro Jahr	0,5 GWh(th)
1,6 GWh(th)	benötigte zusätzliche Wärmeenergie	3,7 GWh(th)
ca. 1.696 t	CO <sub>2</sub> -Einsparung pro Jahr	ca. 744 t
	<b>Finanzen</b>	
8,57 Mio. €	Investitionskosten (exkl. Förderung)	4,71 Mio. €
179.570 €	Betriebskosten im ersten Jahr	49.117 €
54,68 €/MWh(th)	Ø Wärmegestehungskosten	53,25 €/MWh(th)
	<b>Sonstiges</b>	
gering - mittel	Bewilligungsrisiken	gering

## 2 Hintergrund und Zielsetzung

Das hier entwickelte Versorgungskonzept betrifft den Brauereistandort Wieselburg der österreichischen BRAU UNION ÖSTERREICH AG (im Folgenden Brau Union), deren Mehrheitseigner der HEINEKEN Konzern ist. Der Standort Wieselburg, im niederösterreichischen Bezirk Scheibbs, hat einen jährlichen Produktionsoutput von ca. 1,0 Millionen Hektolitern Bier. Aufgrund des unternehmensinternen Ziels, bis 2030 klimaneutral zu produzieren, sucht die Brau Union nach regenerativen Energielösungen, um die energieintensiven Prozesse, die einerseits Wärme aber auch Kälte benötigen, zu dekarbonisieren. Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie ist das deutsche Unternehmen Solarlite CSP Technology GmbH (folgend nur Solarlite) damit beauftragt, ein Konzept zu entwickeln, mit welchem ein höchstmöglicher solarer Deckungsgrad auf dem zur Verfügung stehenden Grundstück erreicht werden kann. Der Einsatz von solarthermisch erzeugter Wärme/Kälte führt zudem zu einer gesicherten Energieversorgung und macht das Unternehmen unabhängiger von den am Markt gehandelten Energiepreisen.

### Rahmenbedingung des bestehenden Systems

Für die Erzeugung des Gesamtwärmebedarfs der Brauerei ist derzeit ein Gaskesselssystem mit einer Gesamtleistung von 10 MW<sub>th</sub> und einem Wirkungsgrad von 90 % installiert. Zusätzlich ist ein Reservekessel mit derselben Leistung vorhanden. Als Grundlage für die Vorauslegung wurde von der Brau Union das stundenbasierte Gasverbrauchsprofil des Jahres 2019 bereitgestellt (s. Abbildung 1). Der, anhand der gelieferten Gasmenge, ermittelte Wärmebedarf beläuft sich auf insgesamt rund 11,96 GWh<sub>th</sub>. Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades ergibt sich ein entsprechender jährlicher Wärmeenergiebedarf von ca. 10,76 GWh<sub>th</sub>.

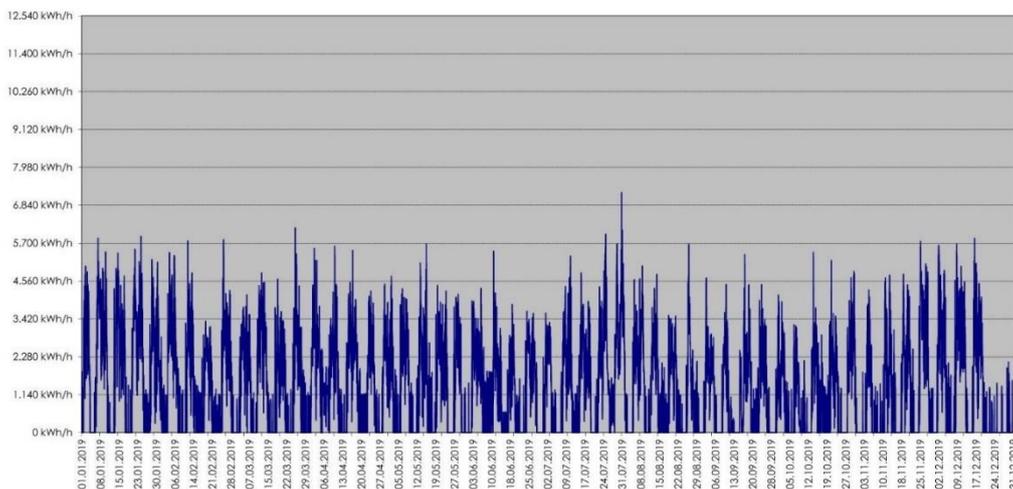


Abbildung 1: Gaslieferung der Brauerei Wieselburg in 2019<sup>1</sup>

Die Brauerei benötigt die Wärme für die Erzeugung von Satttdampf und Heißwasser von 110°C und 90°C. Die Aufschlüsselung in Anteile laut Angaben der Brau Union und in welcher Form Wärme verbraucht bzw. benötigt wird, kann Tabelle 2 entnommen werden.

<sup>1</sup> Quelle: Brau Union, Verbrauchswerte für Wieselburg in 2019 („Stundenwerte 012019\_122019“)

Tabelle 2: Formen der Wärmenutzung

Medium	Temperatur	Druck	Bedarf (Anteil)	Prozesse
1. Sattdampf	165 - 170 °C	7 bar	4,84 GWh <sub>th</sub> (45%)	Maische & Würze heizen / kochen
2. Heißwasser	110 °C	3 bar	3,77 GWh <sub>th</sub> (35%)	Fass- & Flaschenabfüllung
3. Heißwasser	90 °C	3 bar	2,15 GWh <sub>th</sub> (20%)	Flaschenreinigung und Raumwärme
<b>Gesamt</b>			<b>10,76 GWh<sub>th</sub>/a</b>	

Des Weiteren hat die Brauerei einen Kältebedarf, der bislang über eine Kompressionskältemaschine erzeugt wurde. Die Kühlenergie wird für die Prozesse Eiswassererzeugung zur Kühlung der Würze nach dem Kochen und Gärtank-Kühlung benötigt. Der jährliche Strombedarf für die Kühlung liegt bei 1,268 GWh<sub>el</sub>/a. Abbildung 2 zeigt die jährliche Lastprofilkurve der Kühlleistung. Mit einem COP von 3,1 des Kompressors beträgt der jährliche thermische Kühlbedarf 3,931 GWh<sub>th</sub>.

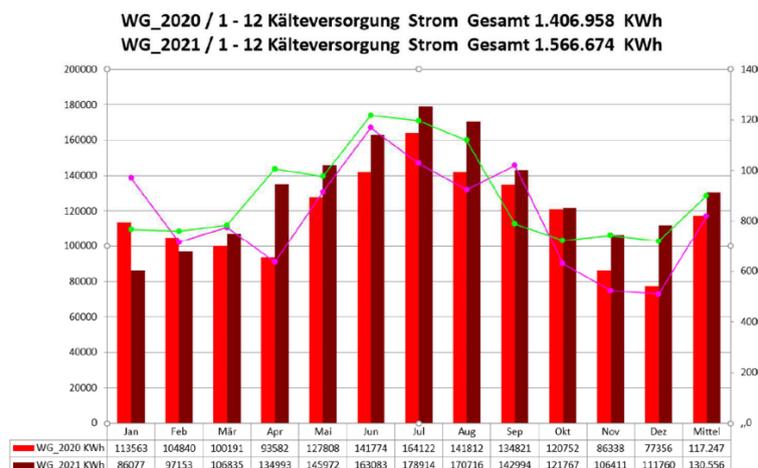


Abbildung 2: Verbrauchsprofil der Brauerei Wieselburg Jahr 2020/ 2021

Um diesen Kältebedarf solarthermisch decken zu können ist die Verwendung einer Absorptionskältemaschine erforderlich. Ausgehend von einer Effizienz von 60%, welche für entsprechende Maschinen repräsentativ ist, wurde ein Wärmebedarf von rund 6,55 GWh<sub>th</sub> pro Jahr errechnet, um die benötigte thermische Kühlenergie zu erzeugen.

Somit ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf bei der Brauerei Wieselburg von 17,31 GWh<sub>th</sub>.

### 3 Projektinhalt und Ergebnisse

Inhalt dieser Machbarkeitsstudie ist der Entwurf eines Anlagenkonzeptes auf Basis eines Parabolrinnenkraftwerks, welches durch die Konzentrierung der direkten Sonneneinstrahlung die benötigte Energie für die Brau Union erzeugt. Um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen, wird ein Saisonspeicher in das System integriert – Variante 1. Als Vergleichsvariante – Variante 2 – wird zusätzlich zum verkleinerten Solarfeld ein Tagesspeicher, anstatt eines Saisonspeichers, aufgebaut.

#### Variante 1 (V1) „CST<sup>2</sup> mit Saisonspeicher und Wärmepumpe“

Aufbau eines Solarfeldes mittels Parabolrinnenkollektoren mit einer Aperturfläche von 10.524 m<sup>2</sup>, einem Saisonspeichervolumen von 26.998 m<sup>3</sup>, einer Absorptionskältemaschine (1,5 MW) und einer Wärmepumpe (2,1 MW).

#### Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

##### Versorgungskonzept

Es wird angestrebt, 100% des Kühlbedarfs der Brauerei Wieselburg zu decken. Hierzu werden 75% des Kühlbedarfs mittels Wärmeenergie aus dem Solarfeld gedeckt. Die restlichen 25% des Kühlbedarfs der Brauerei Wieselburg werden mittels einer Wärmepumpe, mit Hilfe von elektrischem, grünem Strom, bereitgestellt.

Die solare Energie wird über das Solarfeld aufgenommen und über einen Wärmetauscher der Kältemaschine zur Verfügung gestellt. Mit der überschüssigen Energie aus dem Solarfeld, welche nicht direkt verarbeitet werden kann, wird ein saisonaler Speicher geladen. Der geladene Saisonspeicher kann bei Bedarf (sonnenenergie-schwache Tage/Tageszeiten) genutzt werden, um die Kältemaschine mit Energie zu versorgen. Für den Fall, dass der Speicher, aufgrund von zu geringer Temperatur, die Kältemaschine nicht direkt versorgen kann, wird zur maximalen Nutzung der gespeicherten Energie eine Wärmepumpe zugeschaltet.

Diese bezieht die, zur Wärmeerzeugung, benötigte Energie entweder aus dem Saisonspeicher gepaart mit Strom oder rein aus Strom, falls der Saisonspeicher tiefentladen ist. Indem

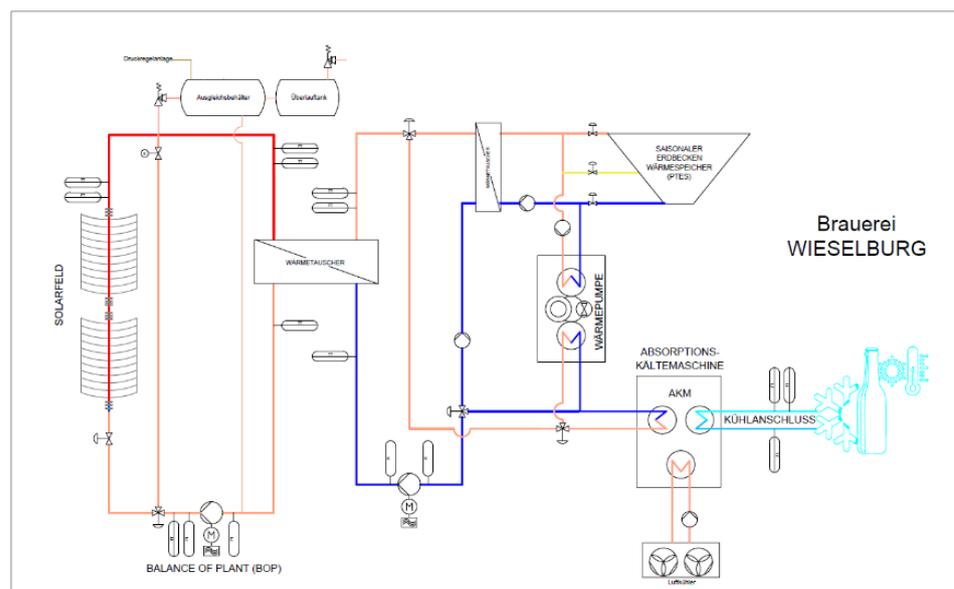


Abbildung 3: Blockschaftbild Solaranlage - V1

<sup>2</sup> CST – „concentrated solar thermal“ (dt. „konzentrierende Solarthermie“, z.B. Parabolrinnenkraftwerke)

das Temperaturniveau des Speichers noch weiter als bei einer direkten Ausspeisung aus dem Saisonspeicher gesenkt werden kann, steigert die Wärmepumpe die Rückgewinnung an Energie aus dem Saisonspeicher hin zur Kältemaschine und gleichzeitig die Effizienz der Solaranlage. Abbildung 3 zeigt den schematischen Aufbau der solaren Anlage.

Zur Kälteerzeugung können neben den herkömmlichen und bisweilen von der Brau Union genutzten elektrischen Kompressionskältemaschinen auch thermische Absorptionskältemaschinen genutzt werden. Mit Hilfe des zuvor ermittelten Kühlbedarfs von 3,931 GWh<sub>th</sub>/a kann, ausgehend von der Effizienz der am Markt verfügbaren thermischen Kältemaschinen, der zum Betrieb einer solchen Anlage benötigte Wärmebedarf ermittelt werden. Zur weiteren Betrachtung wurden Informationen über Anlagen verschiedener Herstellungsfirmen eingeholt, welche am Markt verfügbar sind und sich auf dem aktuellen Stand der Technik befinden. Hierzu zählen u.a. die Absorptionskältemaschinen des Herstellers Bassols Absorption & Energieanlagen GmbH. Das Unternehmen vertreibt Ammoniak-getriebene Kältemaschinen (AARP – „*Ammonia Absorption Refrigeration Plant*“), die einen COP von bis zu 0,6 aufweisen. Daraus resultiert eine erforderliche Energiemenge von 6,55 GWh<sub>th</sub> pro Jahr für die Anlage, welche letztlich durch das Solarfeld gedeckt werden soll. Die genaue Herleitung wurde in der gesamthaften Machbarkeitsstudie Schwechat (C283260) durchgeführt

### Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

Als Basis für die Solarertragsberechnung wurden die Sonnenstrahlungsdaten der öffentlich zugänglichen Plattform PVGIS-SARAH2 für den betrachteten Standort genutzt. Die örtlich verfügbare Direkteinstrahlung (DNI) beträgt 1.095 kWh/m<sup>2</sup> im Jahr.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie hat sich herausgestellt, dass die im Antrag deklarierte Fläche nicht nutzbar ist, da diese für andere Zwecke verwendet werden soll. Die Brauerei Wieselburg hat nach interner Absprache ein neues Gelände für die Umsetzung des Projektes ausgewiesen. Dieses befindet sich südlich der Produktionsstätte und gehört zum Firmengelände. Diese Fläche wird folgend für die Planung des Solarfeldes, des Erdbeckenspeichers 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. 10.524 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. 4,9 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 ca. 1.696 t pro Jahr. Tabelle 3 listet die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes auf.

In Abbildung 4 wird dargestellt, wie ein mögliches Solarfeld inkl. des Saisonspeichers und der restlichen Anlagentechnik gestaltet werden soll.

Tabelle 3: Kenndaten des Solarfeldes

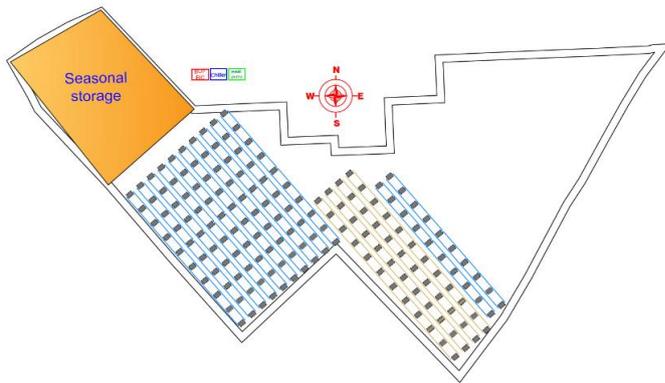


Abbildung 4: Layout des Solarfeldes

CST-Feld – Kenndaten	
Leistung	5,9 MW <sub>th</sub>
Anzahl Kollektoren	16
Aperturfläche	10.524 m <sup>2</sup>
Landfläche	5 ha
Eigenenergiebedarf	87 MWh <sub>el</sub>
SF-Eintrittstemperatur	170 °C
SF-Auslauftemperatur	250 °C
Wärmeträgermedium	Druckwasser
Sonneneinstrahlung (DNI)	1.095 kWh/m <sup>2</sup> ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	5,04 GWh <sub>th</sub>
Gelieferte Wärme	4,93 GWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> -Einsparung	1.696 t·CO <sub>2</sub> /a
Solaranteil	75 %

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

In Abbildung 5 wird die im Solarfeld erzeugte Wärme dem monatlichen Bedarf der Brauerei gegenübergestellt. Die Grundlagen sind das Gasverbrauchsprofil von 2019 und der Kältebedarf von 2021, unter Berücksichtigung der entsprechenden Wirkungsgrade (s. Kapitel 2). Hieraus wird die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch nochmals ersichtlich, weshalb Speicherlösungen zum Erzielen eines höchstmöglichen solaren Deckungsgrades notwendig sind.

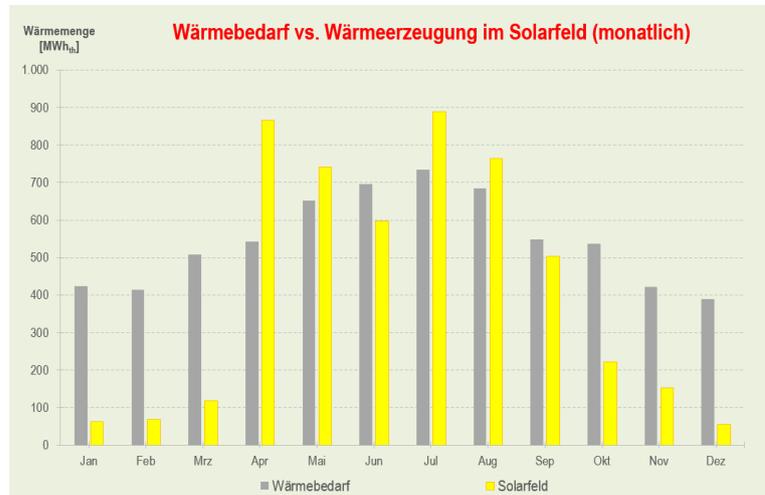


Abbildung 5: monatlicher Solarfeldertrag vs. Wärmeverbrauch

Die Simulation hat gezeigt, dass lediglich etwa ein Drittel der im Solarfeld erzeugten Wärme von der Brauerei Wieselburg sofort abgenommen werden kann, siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..** Dies hat zur Folge, dass die anderen zwei Drittel der erzeugten Wärme zur späteren Verwendung zwischengespeichert werden müssen.

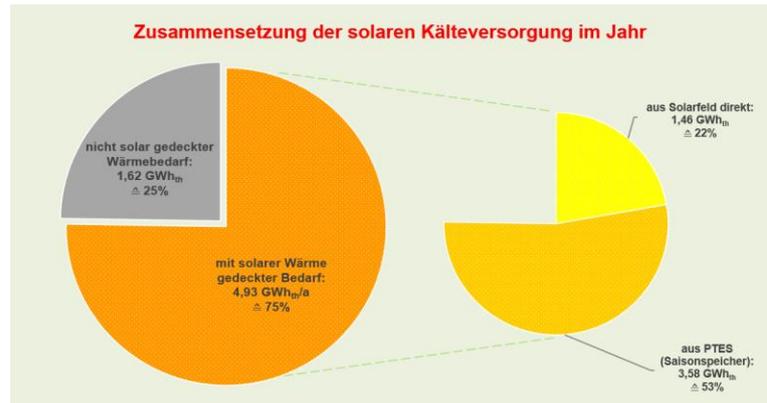


Abbildung 6: Anteilige Bereitstellung der Wärmeenergie – V1

Da das Speichern von Wärme, insbesondere durch den saisonalen Erdbeckenspeicher, immer mit Verlusten einhergeht, sind schlussendlich etwa 4,93 GWh<sub>th</sub> jährlich nutzbar. Eine Veranschaulichung des Energieflusses sowie der entstehenden Verluste innerhalb eines Jahres zeigt die Abbildung 7. Die dargestellten Energiemengen für den Saisonspeicher beziehen sich auf die thermische Energie, mit welcher der Speicher geladen wird. Der Wärmeverlust des Saisonspeichers beträgt ca. 110 MWh<sub>th</sub> (entspricht ca. 3%) jährlich.

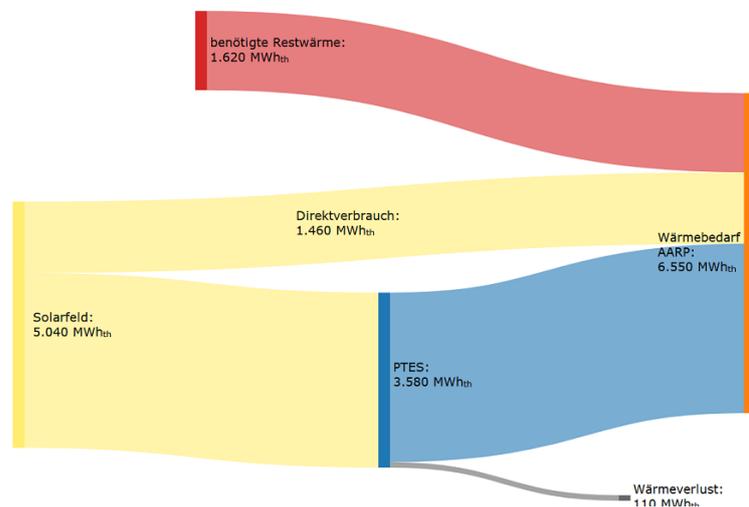
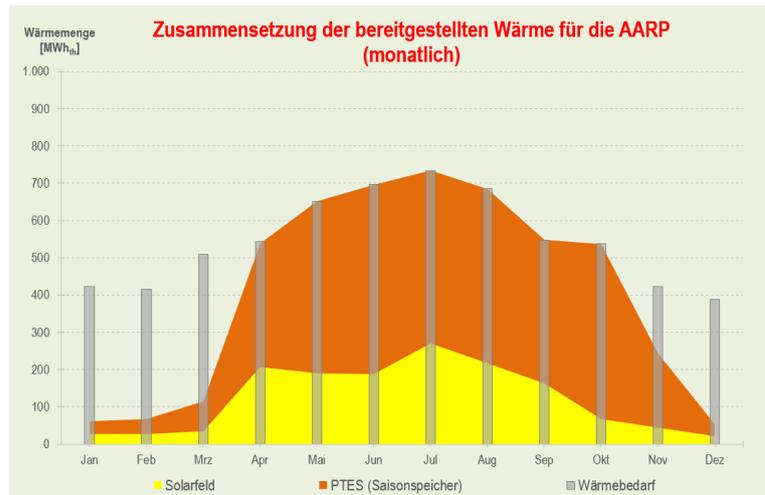


Abbildung 7: Energieflussdiagramm ohne Stromverbrauch der Wärmepumpe – V1

In der Abbildung 8 wird die monatliche Wärmeenergie-Bedarfsdeckung zur Kühlung durch die verschiedenen Wärmequellen dargestellt. Während von April bis Oktober fast der gesamte Bedarf solarthermisch, durch das Solarfeld und den Saisonspeicher, gedeckt werden kann, muss von November bis März die Wärmepumpe zusätzlich mit zugekauftem



Strom zur Kälteerzeugung genutzt werden. Das Verhältnis der in Abbildung 8 dargestellten energetischen Bedarfsdeckung zwischen Solarfeld und Saisonspeicher ergibt sich aus dem Bedarf der Brauerei und der gleichzeitig produzierten Wärmeenergie in dem Solarfeld. Zu sonnenstarken Stunden stellt das Solarfeld mehr Wärmeenergie zur Verfügung, als die Kältemaschine aufnehmen kann. Diese überschüssige Energie wird im Saisonspeicher zwischengespeichert. Vor Sonnenaufgang und nach Sonnenuntergang steht keine solare Energie von der Sonne zur Verfügung, jedoch hat die Brauerei Wieselburg während dieser Zeit weiterhin einen Kältebedarf. Um diesen Bedarf zu decken, wird der Saisonspeicher entladen. Des Weiteren ermöglicht der Aufbau des Saisonspeichers eine Speicherung über einen längeren Zeitraum und muss nicht, wie ein Tagesspeicher, innerhalb von wenigen Tagen entladen werden, um die gespeicherte Energie nicht zu verlieren.

Abbildung 8: Monatlicher Wärmebedarf und Wärmebereitstellung - V1

### Saisonale Speicherlösung (PTES)

Die Besonderheiten bei der Auslegung eines saisonalen Speichers wurde in der gesamthaften Machbarkeitsstudie Schwechat (C283260) behandelt. Folgend werden nur die technisch relevanten Ergebnisse vorgestellt.

## Dimensionierung

Im Zuge der vorhabenspezifischen Simulationen wurde ein Speicher mit 0,58 GWh<sub>th</sub> Kapazität für das Gesamtkonzept ausgewählt. Die benötigte Fläche des PTES entspricht etwa 7.700 m<sup>2</sup>, inkl. eines Seitenabstandes von 3 m. Dies entspricht einem Quadrat mit einer Kantenlänge von 87,75 m, einem Aushub von ca. 12.925 m<sup>3</sup> und einem Fassungsvermögen von ca. 26.998 m<sup>3</sup> Wasser. Die Abbildung 9 zeigt eine schematische Darstellung mit den realistischen Werten des PTES.

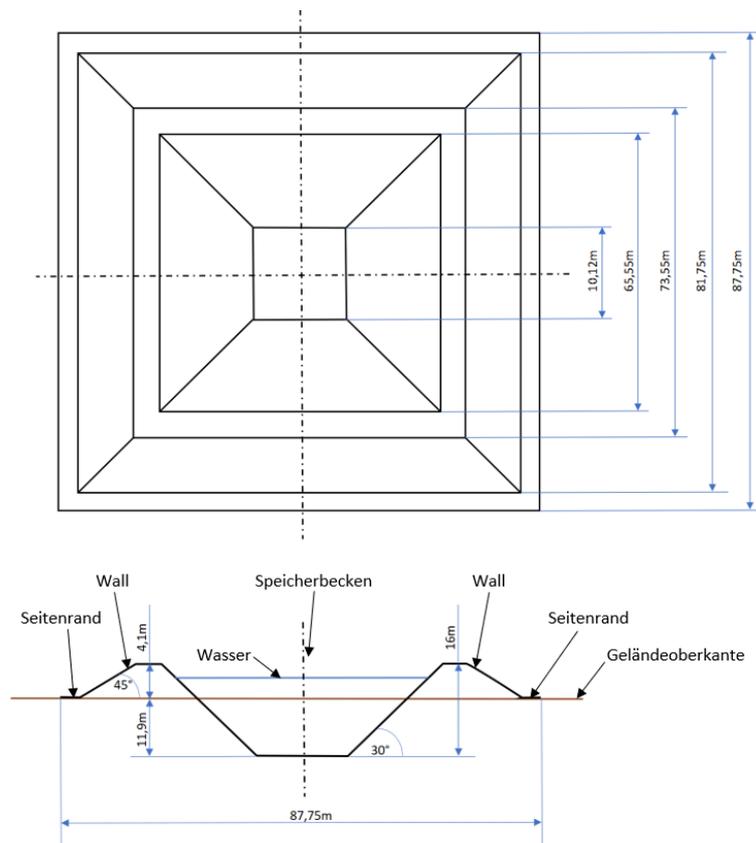


Abbildung 9: Schematischer PTES-Aufbau (nicht maßstabsgetreu)

Die genaue Lage und Geometrie des Speicherbeckens ist Inhalt einer konkreten Planung. Für diese muss eine aktuelle Vermessung des Geländes vorliegen. Im Rahmen der Detailplanung können dann auch, optimal in die Örtlichkeit eingepasste, Grundformen (z.B. längliche, rechteckige Speicherformen) untersucht und die jeweiligen Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen werden.

## Baugrundverhältnisse

Für die Erstellung einer Vordimensionierung wurden Grundwasserstände, Geländehöhen und Baugrundaufschlüsse aus zum Teil öffentlich zugänglichen Datenbanken abgefragt oder erworben. Demnach befindet sich das Planungsgebiet geologisch gesehen in der Molassezone, einem Gebiet, in dem sich abgetragene alpinische Sedimente und Sedimentgesteine abgelagert haben. Entsprechend kann im Projektgebiet bis in große Tiefen von einem überwiegend sandigen Untergrund ausgegangen werden.

Auf der Website des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft kann ein aktueller Grundwasserpegel aufgerufen werden, siehe Abbildung 10. Die am nächsten gelegene Messstelle zur Brauerei Wieselburg, ca. 2 km südlich, wurde für eine Einschätzung des Grundwasserstands für diese Studie herangezogen. Aus dieser Messstelle, 261,82 m ü.A., ergibt sich ein maximaler Grundwasserstand (Messdaten ab 21.05.1984 – 01.01.2019) bei 256,01 m ü.A. Die Fläche für den geplanten Saisonspeicher liegt bei

249,11 m ü.A. (s. Abbildung 10) und liegt somit unter der Grundwasserlinie des herangezogenen Messpunktes.

Der Speicher und das Grundwasser dürfen auch bei höchst möglich anzunehmendem Grundwasserstand nicht miteinander in Kontakt kommen, da dies erhebliche Wärmeverluste zufolge hätte. Da dies jedoch mit den vorliegenden Daten und dem Entwurf des Saisonspeichers der Fall sein könnte, muss zuerst vor Ort eine Bohrproube entnommen werden, um den Stand des Grundwassers sicher zu ermitteln. Im Fall, dass der Saisonspeicher mit den geplanten 11,9 m Tiefe unter Geländeoberkante in Berührung mit dem Grundwasser kommt, muss die Tiefe des Saisonspeichers angepasst werden. Dies würde einen höheren Aushub und entsprechend höhere Baukosten bedeuten. Das Platzangebot für eine flächenmäßige Vergrößerung des Saisonspeichers ist auf dem zur Verfügung stehenden Gelände ausreichend.

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.

Aufgrund der geologischen Bedingungen, bzw. des sandigen Untergrunds und des tief anstehenden Grundwassers, können die Voraussetzungen für den Betrieb eines PTES grundsätzlich als geeignet bewertet werden.

Messstelle: Wieselburg, Bl 339  
HZBNR: 327437  
Messstelle errichtet: 01.01.1984  
Wert: 253,72 m ü.A. (18.06.23)

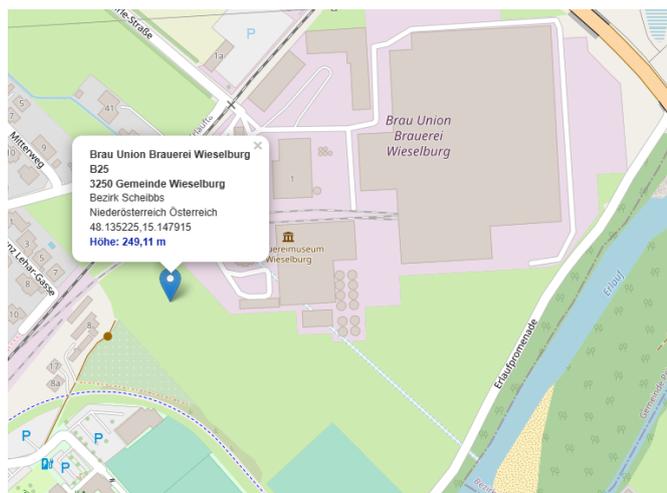
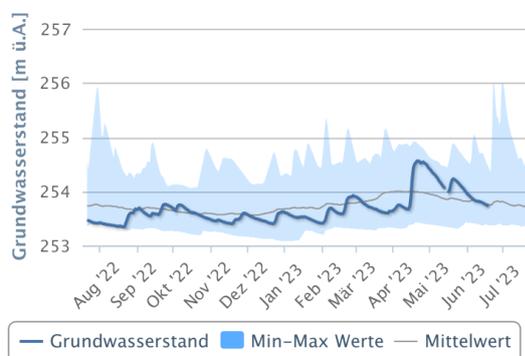


Abbildung 10: Grundwasserstand für Wieselburg<sup>3</sup> (links); Höhenlage der PTES-Fläche<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Quelle: [eHYD – der Zugang zu hydrographischen Daten Österreichs](#), Stand 20.06.2023

<sup>4</sup> Quelle: [Höhen über dem Meeresspiegel für Standorte \(in Meter\) \(autospur.de\)](#), Stand 20.06.2023

## Wärmespeichertemperaturen und -verluste

Der nutzbare Temperaturbereich des PTES liegt zwischen 10 und 85 °C. Oberhalb von 65 °C wird die Absorptionskältemaschine direkt aus dem Speicher versorgt, unterhalb der Temperatur wird eine Wärmepumpe genutzt, um das Temperaturniveau des Speichers auf das benötigte Temperaturniveau der AARP zu heben und gleichzeitig den Saisonspeicher optimal nutzen zu können. Abbildung 11 zeigt die mittlere Speichertemperatur des PTES im ersten Jahr.

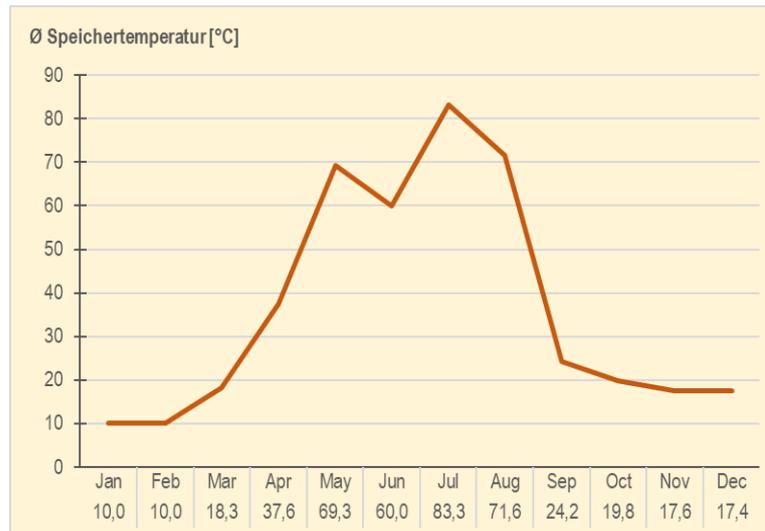


Abbildung 11: Durchschnittliche monatliche Energiespeichertemperaturen

Zur Berücksichtigung der Wärmeverluste wurde die Herangehensweise aus der gesamthaften Machbarkeitsstudie Schwechat (C283260) genutzt. Für die Bemessung des Speicherbeckens wird von einer Effizienz von ca. 79 % ausgegangen. Dieser Wert entspricht den gewonnenen Erkenntnissen von im Betrieb befindlicher, vergleichbarer Speicherbecken in Dänemark.

## Ökonomische Betrachtung

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

### Baukosten des Erdbeckenspeichers (PTES)

Die Baukosten für einen Erdbeckenwärmspeicher mit einem Volumen von rund 26.998 m<sup>3</sup> werden mit ca. 2,42 Mio. € bewertet. Eine Auflistung der Einzelkosten zeigt die Abbildung 12.

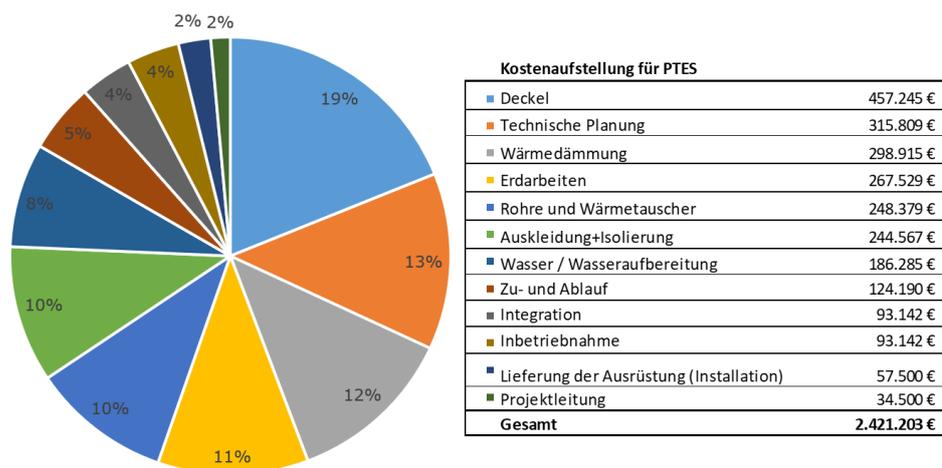
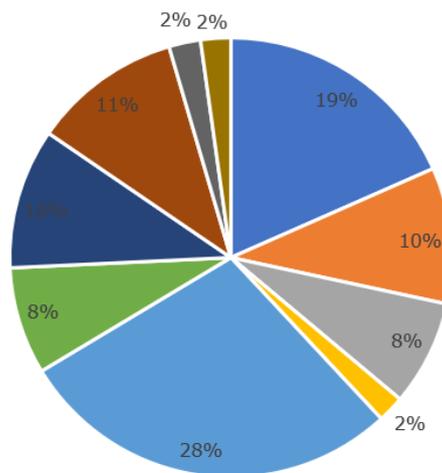


Abbildung 12: Baukosten eines Erdbeckenspeichers – Variante 1

## Investitionskosten der Gesamtanlage

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 8,57 Mio. €.

Die Abbildung 13 zeigt alle Einzelkomponenten der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil hat der Saisonalspeicher gefolgt vom Solarfeld. Beide zusammen machen in etwa 50% der Gesamtkosten aus.



Kostenaufstellung	
■ Solarfeld	1.573.267 €
■ BoP, EIC, Verrohrung	859.046 €
■ EPCC, PM	663.979 €
■ Vorbereitung Bauland	167.325 €
■ Saisonalspeicher	2.421.203 €
■ Fundamente (Solarfeld)	675.883 €
■ Wärmepumpe	884.243 €
■ Kältemaschine	934.375 €
■ Infrastruktur & Verrohrung	198.365 €
■ PD / SPV bezogene Kosten	188.494 €
<b>Gesamt</b>	<b>8.566.180 €</b>

Abbildung 13: Investitionskosten (CAPEX) der V1

Die andere Hälfte ist auf die sonstigen Komponenten, wie Wärmepumpe und Kältemaschine, sowie der Verbindungsherstellung, dem Engineering und den Verwaltungskosten aufgeteilt.

Da es sich bei dem Konzept nicht um einen Liefervertrag einer Gesamtanlage, sondern um einen Wärmeliefervertrag mit der Brau Union handelt, soll für die Abwicklung und den Betrieb der Anlage eine Zweckgesellschaft (SPV – special purpose vehicle) gegründet werden. Die Kosten hierfür sind mit rund 189.000 € berücksichtigt.

## Betriebskosten

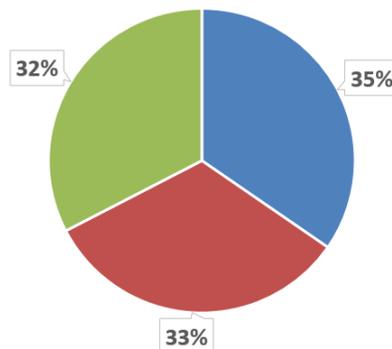
Einen hohen Kostenanteil hat die Bereitstellung benötigter Ersatzteile und Wartungsarbeiten für die Wärmepumpe und Kältemaschine, die durch spezialisierte Unterauftragnehmer:innen durchgeführt werden. Weitere Kostenfaktoren sind zum einen die Versicherungskosten für die gesamte Anlagentechnik und zum anderen die Strombezugskosten, die sich aus dem Betrieb der Umwälzpumpe für das Solarfeld und den Saisonalpeicher sowie der Wärmepumpe zusammensetzen. Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt Tabelle 4. Insgesamt belaufen sich diese im Anfangsjahr auf ca. 180.000 €. Diese Kosten steigen jährlich um 2% (Inflationsausgleich) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

Tabelle 4: Aufstellung der Betriebskosten – V1

Betriebskosten	Basispreis (Jahr 1)
1 O&M/Ersatzteilreparaturen	13.588 €
2 O&M PTES	5.000 €
3 O&M Kältemaschine & HP	23.285 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
5 Buchhaltung	500 €
6 Steuerliche Beratung	500 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Versicherungskosten	34.265 €
9 Eigener Stromverbrauch	17.439 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
14 WP-Stromverbrauch	81.093 €
15 Vermögensverwaltung	500 €
<b>Gesamt</b>	<b>179.571 €</b>

## Wärmegestehungskosten

Bei den in Abbildung 14 dargestellten Wärmegestehungskosten, in Höhe von 54,68 €/MWh<sub>th</sub>, handelt es sich um durchschnittliche Kosten über eine Laufzeit von 25 Jahren, welche



Wärmegestehungskosten	€/MWh <sub>th</sub>
Investition	18,94
O&M	17,90
Energieverbrauch	17,84
<b>Gesamt</b>	<b>54,68</b>

Abbildung 14: Wärmegestehungskosten - V1

mit Hilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 35% 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 sowie die allgemeine Inflation.

## Amortisation

Inklusive einer Förderung von 35% beläuft sich die Amortisationszeit bzw. der Zeitpunkt an dem die Anlage einen Kostenvorteil gegenüber der Referenztechnologie (Gas) bietet auf etwa 3,8 Jahre (s. grüne Markierung in Abbildung 15). Ohne Förderung tritt dieser Kostenvorteil, gegenüber den vom Bestandssystem verursachten Kosten, ab etwa 10,8 Jahren ein (s. rote Markierung).

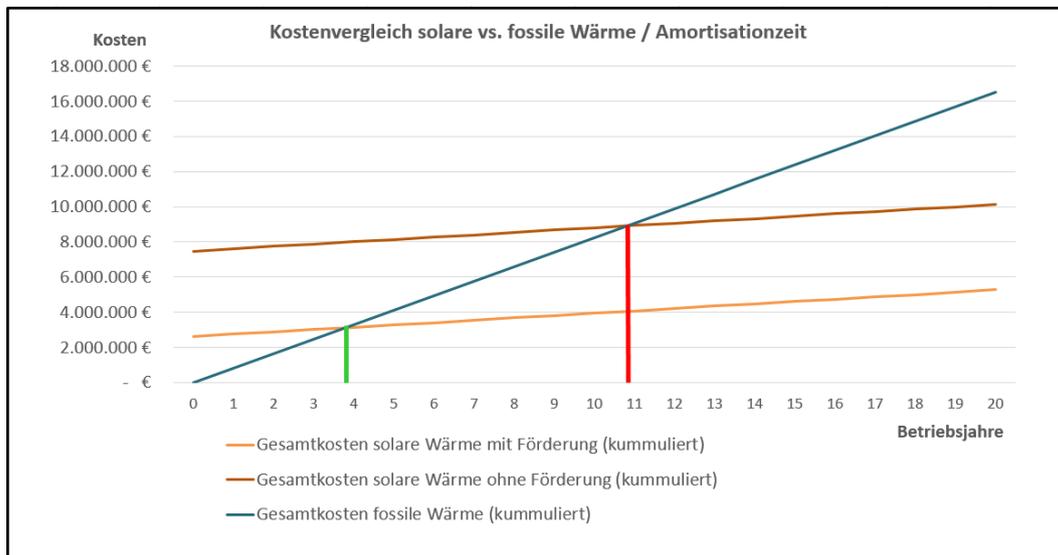


Abbildung 15: Amortisationszeit (Var. 1) vs. Referenztechnologie (Gas)

## 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 Brau Union individuell verhandelt und festgelegt.

## Förderfähige Kosten

Der Klima- und Energiefond gewährt für das vorliegende Konzept im Rahmen des Bundesförderprogramms zur Umsetzung „Solarer Großanlagen“ (über 5.000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche) eine anteilige Förderung von bis zu 35% der Mehrinvestitionskosten. Weiterhin wird eine Kombination mit anderen Förderungen angestrebt. Letztlich ist die genaue Förderhöhe zum Zeitpunkt der Umsetzung noch offen.

## Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Die Frage des ökonomischen Potenzials kann nicht eindeutig beantwortet werden, da dieses nicht nur von den Wärmegestehungskosten von heute abgeleitet werden kann. Es spielen auch andere Sachverhalte, wie Verfügbarkeit im Sinne der Ressourcenbeschaffung, Stabilität der Weltwirtschaft, Verantwortung an eine umweltgerechte Energieerzeugung und der zum jetzigen Zeitpunkt nicht einzuschätzende Anstieg der CO<sub>2</sub>-Bepreisung für fossile Energieträger, eine Rolle. Werden diese schwer zu quantifizierenden Faktoren außen vorgelassen, kann festgestellt werden, dass zum jetzigen Zeitpunkt der Einsatz von konzentrierenden Solarthermieanlagen, zur Bereitstellung von Prozesswärme und -kälte, nur durch staatliche Förderprogramme die, von Investierenden, geforderten Renditen zu erreichen sind.

Sobald jedoch einer der zuvor genannten Faktoren eine Rolle spielt, ist das ökonomische Potenzial des hier erarbeiteten Konzeptes eindeutig zu erkennen.

Im Hinblick auf die technische Multiplizierbarkeit ist die Parabolrinnen-Solaranlage äußerst vielseitig einsetzbar. Aufgrund der sehr einfachen Prozessintegration in das bestehende Kältesystem 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.

## Rahmenbedingungen

### Allg. Genehmigungssituation

Das geplante Vorhaben in Wieselburg ist grundsätzlich genehmigungspflichtig. Ob ein ordentliches oder vereinfachtes Genehmigungsverfahren Anwendung findet, kann im Zuge eines Feststellungsverfahrens, welches bei der zuständigen Behörde zu beantragen ist, erfolgen. Generell muss der rechtskräftige Bescheid bzw. die entsprechende Genehmigung vor Errichtung und Betrieb der Anlage (Baubeginn) vorliegen.

Die hierfür benötigten Dokumente können in der gesamthaften Machbarkeitsstudie Schwechat (C283260) entnommen werden.

Alle beschriebenen Anforderungen werden durch das interne Produkt- und Qualitätsmanagement erfüllt und können ohne Bedenken eingereicht werden. Die Planung und Auslegung der Gesamtanlage erfolgt auf aktuellem Stand der Technik, in Bezug auf die Maschinenrichtlinie 2006/42/EG.

Des Weiteren muss sichergestellt sein, dass die Anforderungen des Naturschutzes und angrenzender Aspekte, wie Hydrogeologie, Gewässerschutz, Landschaftsschutz und Artenschutz, bei der Machbarkeitsbetrachtung sowie der anschließenden möglichen Realisierung des Vorhabens berücksichtigt werden.

### Naturschutzrechtliche Bewilligungspflicht

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

Diese Überprüfungsaufgaben und die Erstellung eines Gutachtens übernehmen im Rahmen der behördlichen Verfahren die Sachverständigen für Landschaftsschutz oder für Naturschutz.

### Wasserrechtliche Bewilligungspflicht

Neben den genannten Punkten in der gesamthaften Machbarkeitsstudie Schwechat (C283260) ist für den Standort Wieselburg, in Verbindung mit dem geplanten PTES, das Landesgesetz 6950/29-0 „Verordnung zum Schutze des Grundwassers im Bereich der Stadtgemeinde Wieselburg“ bindend. Insbesondere §1 Nr.1 Abs. e)



## Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung

Bei möglichen Gefährdungen oder Behinderungen im Straßenverkehr sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Da sich die Anlage auf dem zur Brauerei gehörenden Gelände befindet und somit keine öffentlichen Straßen durch die Anlage oder Transferleitungen gekreuzt oder beeinflusst werden, ist eine verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung nicht notwendig. Die Zufahrt bzw. der Zugang zur Solaranlage ist über das Firmengelände ohne öffentliche Straßen möglich.

## Eisenbahnrechtliche Bewilligung

Ähnlich wie neben der Straße gibt es auch neben Bahnlinien einen besonders geschützten Bereich, sodass bei einigen Vorhaben, bei welchen dieser Bereich beeinflusst wird, ebenfalls vor Beginn der Planung Kontakt mit der Eisenbahnbehörde aufgenommen werden muss. Unter anderem ist beim Bauen in der Nähe von Gleislinien ein Abstand von 12 m<sup>7</sup> zu wahren. Dieser kann in Absprache mit dem Eisenbahnunternehmen reduziert werden.

Auf dem Gelände der Brauerei Wieselburg verlaufen nord-westlich der geplanten PTES-Fläche Eisenbahnschienen, die zum Anschluss der Brauerei an das Bahnschiennetz genutzt werden, siehe Abbildung 17. Hier ist auf den zuvor genannten Abstand zu den Schienen zu achten. Der geplante Seitenrand rund um den PTES, mit einer Breite von 3 m, reicht nicht aus, um die geforderten 12 m einzuhalten. Es besteht jedoch die Möglichkeit, nach Absprache mit dem Eisenbahnunternehmen, dass die 3m bewilligt werden. Sollte eine Einigung nicht möglich sein, kann der PTES Richtung Solarfeld verschoben werden.



Abbildung 17: Lage Bahnschienen auf dem Brauereigelände

## Forstrechtliche Bewilligung

Entsprechende Bewilligungen sind im Falle von Rodungen von Waldflächen oder für forstschädliche Luftverunreinigungen verursachende Anlagen notwendig. Laut Katasterinformationen und Satellitenbild befindet sich das Projektgebiet hauptsächlich auf Grünland ohne Baumbestände.

Da Rodungen nicht notwendig sind und Solaranlagen keine forstschädlichen Luftverunreinigungen verursachen, ist eine forstrechtliche Bewilligung sehr wahrscheinlich.

<sup>7</sup> Quelle: <https://infrastruktur.oebb.at/de/informationen-und-mehr/sie-wollen-bauen>

## Bewilligung nach dem Luftfahrtgesetz

Eine Bewilligung nach dem Luftfahrtgesetz sollte aus der Erfahrung heraus kein Hindernis darstellen 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. (s. Anhang D).

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

Da keine öffentlichen Bereiche zwischen der Solaranlage und der Brauerei Wieselburg existieren, werden keine Leitungsrechte benötigt.

## Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Die Tabelle 5 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte und genehmigungsrechtlichen Risiken. Das größte Risiko ist die wasserrechtliche Bewilligungspflicht nicht zu erhalten und damit die gesamte Betriebsgenehmigung nach GewO 1994 versagt zu bekommen. Da es jedoch Möglichkeiten zur Anpassung gibt, wird die Bewilligung eher mit einem mittleren Risiko eingeschätzt.

Tabelle 5: Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken – Variante 1

Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken		
Potentielle Behördliche Auflagen	Risiko	Begründung
<b>Allg. Genehmigung</b>		
Betriebsgenehmigung (GewO 1994)	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
<b>Naturschutz</b>		
Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-G 2000)	gering	Anlagengröße geringer als Schwellenwert
Naturschutzrechtliche Bewilligung	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
Wasserrechtliche Bewilligungspflicht	mittel	Aushubtiefe vom PTES ist größer als 3m
<b>Baurecht</b>		
Baurechtliche Bewilligung	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
Bauverbotszonen	gering	keine Bauverbotszonen im Projektgebiet (Stand 06.06.2023)
<b>Sonstiges</b>		
Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
Eisenbahnrechtliche Bewilligung	gering	Eventuell geringe Abweichung vom Layout, da PTES zu dicht an nördlichgelegenen Bahnschienen.
Forstrechtliche Bewilligungen	gering	Fläche besteht aus Industriegebiet
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	Entfällt, da nicht benötigt

Die restlichen Punkte aus Tabelle 5 stellen eher kein Risiko zur Versagung des Projekts dar.

## Variante 2 „Solarfeld mit Tagesspeicher“

Aufbau eines Solarfeldes mittels Parabolrinnenkollektoren mit einer Aperturfläche von 6.647 m<sup>2</sup> und einem Tagesspeicher (DTES – *daily thermal energy storage*).

# Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

## Versorgungskonzept

Es wird angestrebt 45% des Kühlbedarfs, mittels Wärmeenergie aus dem Solarfeld, zu decken. Um 100% des Kühlbedarfs der Brauerei Wieselburg zu decken, stellt die Brauerei interne Kühlmachine, mit Hilfe von elektrischem, grünem Strom, die Energie für die restlichen 55% des Kühlbedarfs bereit.

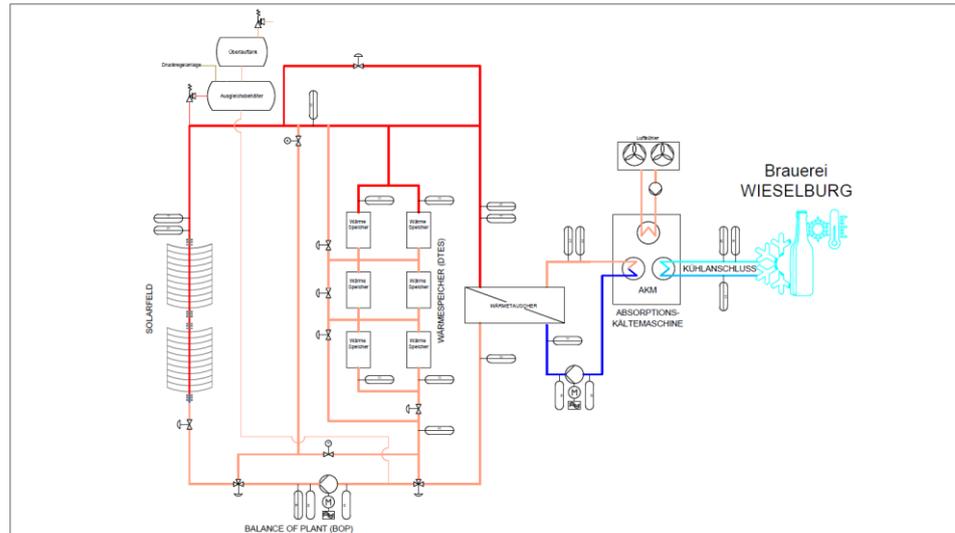


Abbildung 18: Blockschaltbild Solaranlage Variante 2

Die solare Energie wird über das Solarfeld aufgenommen und mittels eines Wärmetauschers der Kältemaschine zur Verfügung gestellt. Mit der überschüssigen Energie aus dem Solarfeld, welche nicht direkt von der Kältemaschine aufgenommen werden kann, wird der Tagesspeicher geladen. Dieser gibt die gespeicherte Energie kurzfristig wieder ab, wenn die Sonnenenergie abnimmt und das Solarfeld die Kältemaschine nicht mehr alleinig versorgen kann. Eine längerfristige Speicherung der Wärmeenergie, bspw. über mehrere Wochen, ist aufgrund der Größe des Tagesspeichers nicht möglich. Eine Darstellung des Konzepts ist in der Abbildung 18 zu sehen.

## Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

Die Grundlagen zur Berechnung der solaren Energiegewinnung sind die gleichen, wie in Variante 1. So ist die zur Verfügung stehende Baufläche die gleiche und der DNI beträgt ebenfalls  $1.095 \text{ kWh/m}^2$  im Jahr. Auch für Variante 2 wurde das Flächenpotenzial, aufgrund von Vermeidung von Überproduktion, nicht zu 100% ausgeschöpft.

Ebenfalls gilt, dass sich während der Machbarkeitsstudie herausgestellt hat, dass die im Antrag deklarierte Fläche nicht zur Nutzung der Solaranlage zur Verfügung steht und die gleiche Fläche, wie für Variante 1, genutzt wird.

Das geplante Solarfeld besitzt eine Aperturfläche von ca.  $6.647 \text{ m}^2$ . Die sich daraus ergebene Solaranlage erzeugt einen jährlichen Energieoutput von ca.  $3,37 \text{ GWh}_{\text{th}}$ , was einer  $\text{CO}_2$ -Einsparung von bis zu ca.  $744 \text{ t}$  pro Jahr entspricht. Tabelle 6 listet die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes auf.

Als Wärmeträgermedium wird aus denselben Gründen, wie in Variante 1, für Druckwasser, in Kombination mit einer Begleitheizung oder mit einer Umwälzpumpe im System, entschieden.

Tabelle 6: Parabolrinnen-Solarfeld Kenndaten

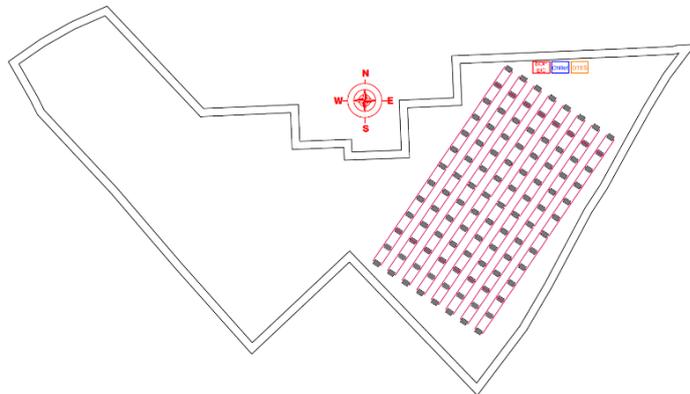


Abbildung 19: Layout Solarfeld - V2

CST-Feld – Kenndaten	
Leistung	3,73 MW <sub>th</sub>
Anzahl Kollektoren	96
Aperturfläche	6.647 m <sup>2</sup>
Landfläche	2 ha
Eigenenergiebedarf	60 MW <sub>el</sub>
SF-Eintrittstemperatur	80 °C
SF-Auslauftemperatur	200 °C
Wärmeträgermedium	Druckwasser
Sonneneinstrahlung (DNI)	1.095 kWh/m <sup>2</sup> ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	3,37 GWh <sub>th</sub>
Gelieferte Wärme	2,88 GWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> -Einsparung	744 t-CO <sub>2</sub> /a
Solaranteil	43,9 %

In der Abbildung 19 wird dargestellt, wie ein mögliches Solarfeld inkl. des Speichers und der restlichen Anlagentechnik gestaltet werden soll.

In Abbildung 20 wird die im Solarfeld erzeugte Wärme dem monatlichen Bedarf der Brauerei gegenübergestellt. Hieraus wird die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch nochmals ersichtlich, weshalb Speicherlösungen zum Erzielen eines höchstmöglichen solaren Deckungsgrades notwendig sind.

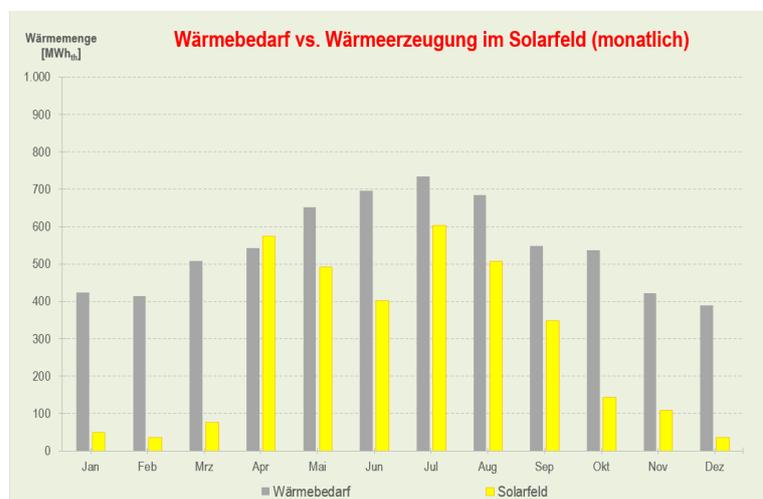


Abbildung 20: Monatlicher Solarfeldertrag vs. Wärmeverbrauch - Variante 2

Die Simulation hat gezeigt, dass lediglich die Hälfte der im Solarfeld erzeugten Wärme von der Brauerei Wieselburg sofort abgenommen werden kann, siehe Abbildung 21. Die restliche

Wärmeenergie muss daher in den Tagesspeicher zwischengespeichert werden, damit diese nicht vollständig verloren geht. Der Tagesspeicher selbst hat eine Kapazität von 12,5 MWh<sub>th</sub>.

Da das Speichern von Wärme immer mit Verlusten einhergeht, sind schlussendlich etwa 2,88 GWh<sub>th</sub> Wärmeenergie aus dem Solarfeld jährlich nutzbar. Eine Veranschaulichung des Energieflusses, sowie der entstehenden Verluste innerhalb eines Jahres ist in Abbildung 22 zu sehen. Die dargestellten Energiemengen für den Tagesspeicher beziehen sich auf die thermische Energie, mit welcher der Speicher geladen wird. Der Wärmeverlust beträgt ca. 0,5 GWh<sub>th</sub> pro Jahr.

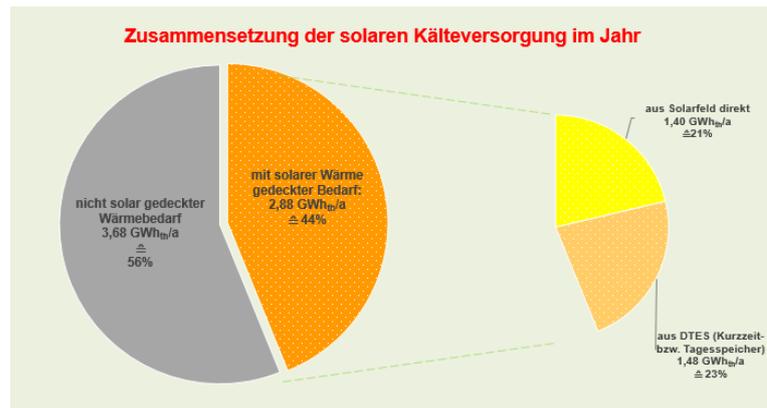


Abbildung 21: Anteilige Bereitstellung der Wärmeenergie – V2

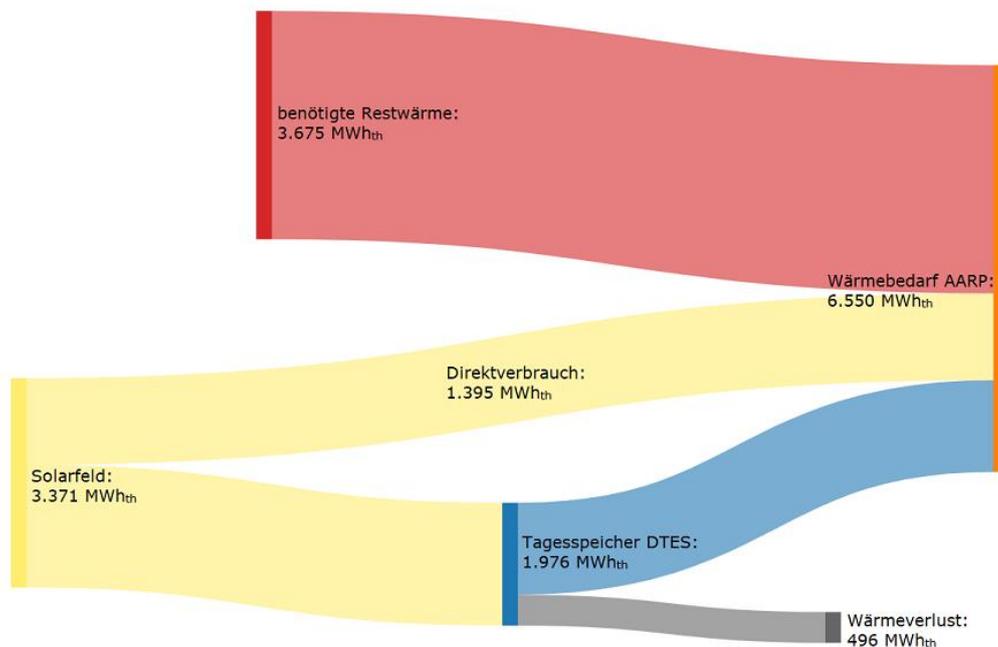


Abbildung 22: Energieflussdiagramm - Variante 2

In der Abbildung 23 wird die monatliche Bedarfsdeckung durch die verschiedenen Wärmequellen dargestellt. Es ist festzustellen, dass der Energiebedarf der Brauerei Wieselburg in keinem Monat zu 100% solar gedeckt wird. Auffällig ist auch die sehr niedrige Deckung mit solarer Energie in den Monaten von Oktober bis März. Mit der gewählten Variante 2 ist es trotzdem noch möglich durchschnittlich ca. 44% des Wärmebedarfs für die Kühlung abzudecken.

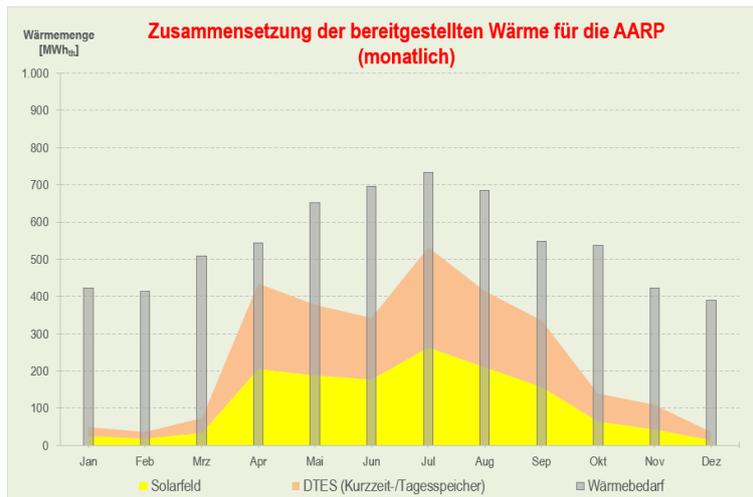


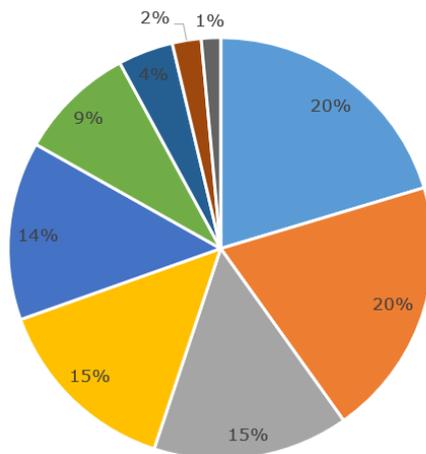
Abbildung 23: Monatlicher Wärmebedarf und Wärmebereitstellung - V2

### 3.1.1 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 4,71 Mio. €. Die Abbildung 24 zeigt alle Einzelkomponenten der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil haben das Solarfeld und die Kältemaschine mit je rund 20%. Da es sich bei dem Konzept nicht um einen Liefervertrag einer Gesamtanlage, sondern um einen Wärmeliefervertrag mit der Brau Union handelt, soll für die Abwicklung und den Betrieb der Anlage eine Zweckgesellschaft (SPV – special purpose vehicle) gegründet werden. Die Kosten hierfür sind mit 103.628 € berücksichtigt.



Kostenaufstellung	
Solarfeld	958.154 €
Kältemaschine	934.375 €
Tagesspeicher (DTES)	701.403 €
Fundamente (Solarfeld)	681.352 €
BoP, EIC, Verrohrung	644.642 €
EPCC, PM	419.355 €
Infrastruktur & Verrohrung	198.365 €
PD / SPV bezogene Kosten	103.628 €
Vorbereitung Bauland	69.000 €
<b>Gesamt</b>	<b>4.710.273 €</b>

Abbildung 24: Investitionskosten (CAPEX) - V2

## Betriebskosten

Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt Tabelle 7. Insgesamt belaufen sich diese im Anfangsjahr auf rund 50.000 €. Die Kosten steigen jährlich um 2% (Inflationsausgleich) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

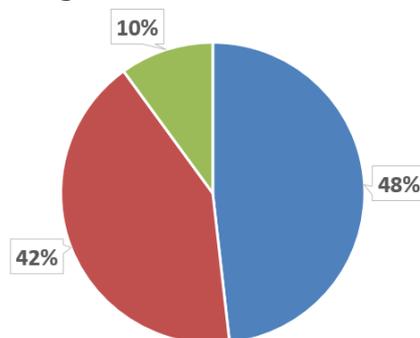
Den größten Anteil der Betriebskosten stellt die Versicherung der gesamten Anlagentechnik dar. An zweiter Stelle kommt der eigene Stromverbrauch der Solaranlage gefolgt von der Bereitstellung benötigter Ersatzteile und Wartungsarbeiten, welche durch spezialisierte Unterauftragnehmer:innen durchgeführt werden. Anschließend kommen die Kosten für die Wartung und Instandhaltung der Kältemaschine. Diese vier Positionen machen bereits 90% der gesamten Betriebskosten aus. Die letzten 10% teilen sich auf die restlichen 9 Positionen, die die gleichen Kosten verursachen, wie in Variante 1, auf. Zur besseren Vergleichbarkeit mit Variante 1 sind in der Tabelle 7 ebenfalls die Positionen „WP-Stromverbrauch“ und „O&M PTES“ aufgeführt. Da jedoch weder eine Wärmepumpe noch ein PTES für die Variante 2 vorgesehen sind, sind deren Betriebskosten für diese Variante gleich 0 €.

Tabelle 7: Aufstellung Betriebskosten - V2

Betriebskosten	Basispreis (Jahr 1)
1 Versicherungskosten	18.841 €
2 Eigener Stromverbrauch	11.916 €
3 O&M/Ersatzteilreparaturen	9.397 €
4 O&M Kältemaschine	4.063 €
5 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
6 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Buchhaltung	500 €
9 Steuerliche Beratung	500 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Vermögensverwaltung	500 €
13 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
14 WP-Stromverbrauch	0 €
15 O&M PTES	0 €
<b>Gesamt</b>	<b>49.117 €</b>

## Wärmegestehungskosten

Bei den in Abbildung 25 dargestellten Gestehungskosten, in Höhe von 53,25 €/MWh<sub>th</sub>, handelt es sich um die Kosten, über eine Laufzeit von 25 Jahren, welche mithilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 35% 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 sowie die allgemeine Inflation.



Wärmegestehungskosten	€/MWh <sub>th</sub>
Investition	25,68
O&M	22,25
Energieverbrauch	5,32
<b>Gesamt</b>	<b>53,25</b>

Abbildung 25: Wärmegestehungskosten - V2

## Amortisation

Inklusive einer Förderung von 35% beläuft sich die Amortisationszeit bzw. der Zeitpunkt an dem die Anlage einen Kostenvorteil gegenüber der Referenztechnologie (Gas) besitzt auf etwa 4,3 Jahre (s. grüne Markierung in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Ohne Förderung tritt der Kostenvorteil gegenüber dem Bestandssystem ab etwa 12,3 Jahren ein (s. rote Markierung). Den durch das Bestandssystem verursachten Kosten wurde ein Gaspreis von 100 €/MWh<sub>Gas</sub> sowie ein angemessener CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t zugrunde gelegt. Selbsterklärend wurden darüber hinaus für das Bestandssystem keine Investitionskosten angesetzt, da sich dieses bereits im Besitz der Brauerei Wieselburg befindet.

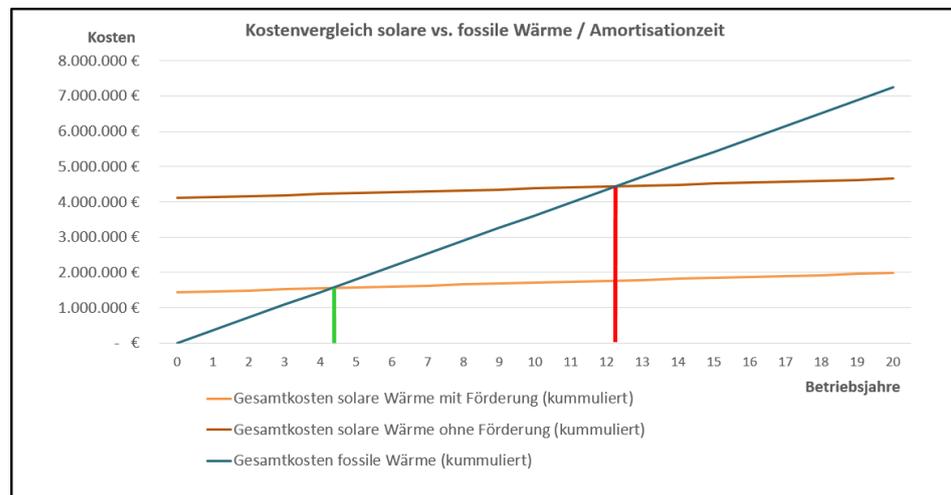


Abbildung 26: Amortisationszeit (V2) vs. Referenztechnologie

## 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 Brau Union individuell verhandelt und festgelegt.

## 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 35% der Mehrkosten. Weiterhin wird eine Kombination mit anderen Förderungen angestrebt. Letztlich ist die genaue Förderhöhe zum Zeitpunkt der Umsetzung noch offen.

## Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Die Frage des ökonomischen Potenzials kann nicht eindeutig beantwortet werden, da dieses nicht nur von den Wärmegestehungskosten von heute abgeleitet werden kann. Es spielen auch andere Sachverhalte, wie Verfügbarkeit im Sinne der Ressourcenbeschaffung, Stabilität der Weltwirtschaft, Verantwortung an eine umweltgerechte Energieerzeugung und der zum jetzigen Zeitpunkt nicht einzuschätzende Anstieg der CO<sub>2</sub>-Bepreisung für fossile Energieträger eine Rolle. Werden diese schwer zu quantifizierenden Faktoren außen vorgelassen, kann festgestellt wer-

den, dass zum jetzigen Zeitpunkt der Einsatz von konzentrierenden Solarthermieanlagen, zur Bereitstellung von Prozesswärme und -kälte, nur durch staatliche Förderprogramme die, von Investierenden, geforderten Renditen zu erreichen sind. Sobald jedoch einer der zuvor genannten Faktoren eine Rolle spielt, ist das ökonomische Potenzial des hier erarbeiteten Konzeptes eindeutig zu erkennen.

Im Hinblick auf die technische Multiplizierbarkeit ist die Parabolrinnen-Solaranlage äußerst vielseitig einsetzbar. Aufgrund der sehr einfachen Prozessintegration in das bestehende Kältesystem 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.

## Rahmenbedingungen

Da die Rahmenbedingungen für Variante 2 die gleichen sind wie für Variante 1 soll hier keine erneute Auflistung zu den einzelnen Unterpunkten stattfinden. Unterschiede sind lediglich in den „Wasserrechtlichen Bewilligungspflicht“ und in der „Eisenbahnrechtlichen Bewilligung“ festzustellen. Es wurden bei der Machbarkeitsstudie keine Hindernisse für den Aufbau der Anlage gefunden.

## Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Die Übersicht in Tabelle 8 zeigt die Zusammenfassung der wichtigsten Punkte und den genehmigungsrechtlichen Risiken.

Tabelle 8: Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken		
Potentielle Behördliche Auflagen	Risiko	Begründung
<b>Allg. Genehmigung</b>		
Betriebsgenehmigung (GewO 1994)	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
<b>Naturschutz</b>		
Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-G 2000)	gering	Anlagengröße geringer als Schwellenwert
Naturschutzrechtliche Bewilligung	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
Wasserrechtliche Bewilligungspflicht	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
<b>Baurecht</b>		
Baurechtliche Bewilligung	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
Bauverbotszonen	gering	keine Bauverbotszonen im Projektgebiet (Stand 06.06.2023)
<b>Sonstiges</b>		
Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
Eisenbahnrechtliche Bewilligung	gering	Alle Anforderungen werden erfüllt
Forstrechtliche Bewilligungen	gering	Fläche besteht aus Industriegebiet
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	Entfällt, da nicht benötigt

Die Zusammenfassung zeigt, dass es keine nennenswerten Risiken, die gegen das geplante Vorhaben sprechen, gibt.

## 4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

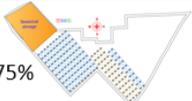
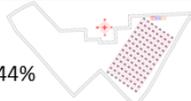
Nach Durchführung der Simulationen und Berechnungen beider Varianten kann die folgende Einschätzung konkludiert sowie eine entsprechende Handlungsempfehlung gegeben werden.

Beide Varianten sind am Standort Wieselburg technisch umsetzbar. Variante 1 ist mit einer Gesamtkollektorfläche von 10.524 m<sup>2</sup> und dem drucklosen Saisonspeicher sowie der Wärmepumpe ökonomisch mit deutlich höheren Investitionskosten verbunden als Variante 2. Diese belaufen sich für Variante 1 auf rund 8,57 Mio. €, während für Variante 2 lediglich 4,71 Mio. € anfallen.

Bei den jährlichen Betriebskosten verhält es sich ähnlich. Wegen der Wärmepumpe ist der Stromverbrauch der ersten Variante wesentlich höher als in Variante 2. Hinzukommen in Variante 1 höhere Kosten für Wartung und Ersatzteile, aufgrund des größeren Solarfeldes. Diese sind mit rund 180.000 € vier Mal so hoch als die von Variante 2.

Vergleicht man jedoch die Energiebilanz der beiden Varianten, ist festzustellen, dass die Vorteile eindeutig bei Variante 1 liegen. Nicht nur die solare Deckung der Variante 1 ist mit ca. 75 % des Bedarfs für die Kühlung fast doppelt so hoch, wie die der Variante 2, sondern auch die Wärmeverluste sind geringer und es wird 56% weniger zusätzliche Wärmeenergie durch andere Energiequellen benötigt. Des Weiteren ist die potentielle CO<sub>2</sub>-Einsparung pro Jahr der ersten Variante fast 2,3mal so hoch, als bei der zweiten Variante. Dies macht bei dem angenommenen CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t Mehrkosten von knapp 100.000 € pro Jahr aus. Tabelle 9 zeigt noch einmal zusammenfassend die wichtigsten Kenndaten beider Varianten.

Tabelle 9: Vergleich Varianten-spezifischer Kenndaten

<b>Variante 1: Solarthermie (großes Feld)</b>	<b>Variante 2: Solarthermie (kleines Feld)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nennleistung: 5,9 MW<sub>th</sub></li> <li>• Aperturfläche: 10.524 m<sup>2</sup></li> <li>• Solare Deckung (Kältebedarf): 75%</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nennleistung: 3,73 MW<sub>th</sub></li> <li>• Aperturfläche: 6.647 m<sup>2</sup></li> <li>• Solare Deckung (Kältebedarf): 44%</li> </ul> 
<ul style="list-style-type: none"> <li>• gelieferte solare Wärme: 4,93 GWh<sub>th</sub>/a</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• gelieferte solare Wärme: 2,88 GWh<sub>th</sub>/a</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusätzliche Anlagenkomponenten: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Saisonspeichersystem</li> <li>• Wärmepumpe</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusätzliche Anlagenkomponenten: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tagesspeichersystem</li> </ul> </li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten (o.F.): 8,57 Mio. €</li> <li>• Betriebskosten (Jahr 1): 179.571 €</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten (o.F.): 4,11 Mio. €</li> <li>• Betriebskosten (Jahr 1): 49.117 €</li> </ul>

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben für Variante 1 durchschnittliche Wärmegestehungskosten (inkl. Förderung), bei einem Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, in Höhe von 54,68€/MWh<sub>th</sub>. Im Vergleich dazu ergab die Kalkulation mit der Variante 2 durchschnittliche Kosten von 53,25 €/MWh<sub>th</sub>. Somit unterscheiden sich die beiden Varianten lediglich um 1,43 €/MWh<sub>th</sub>.

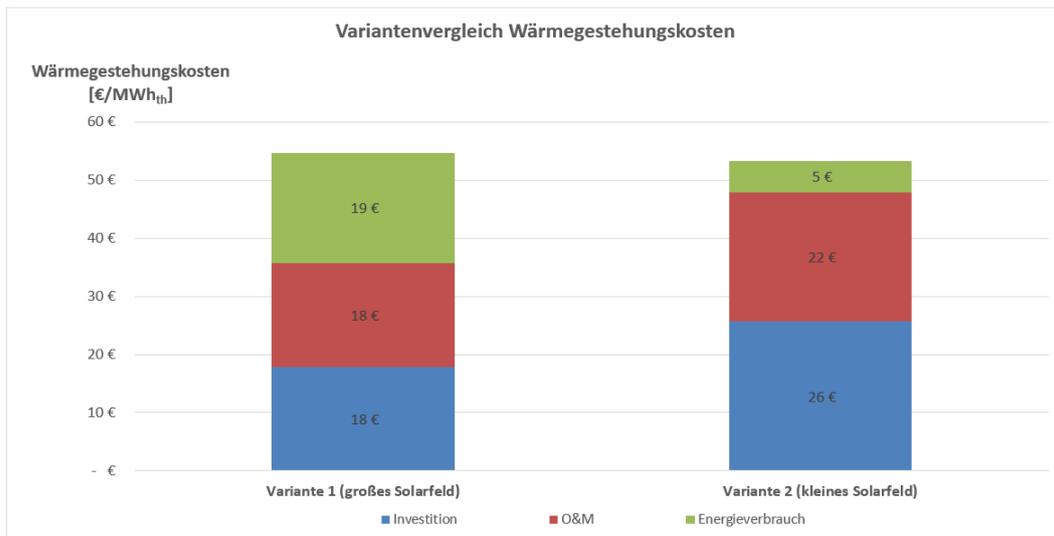


Abbildung 27: Vergleich der Wärmegestehungskosten

Dies bedeutet, dass der finanzielle Unterschied in der Wärmegestehungskosten zwischen einer 75 prozentigen solaren Deckung und einer 44 prozentigen solaren Deckung kaum vorhanden ist.

In Anbetracht der Investitions- und O&M-Kosten zeigt Abbildung 28 den Kostenvergleich der Varianten, unter der Annahme einer 100%igen Deckung des Energiebedarfs für die Kühlung der Brauerei Wieselburg. Hierzu werden, wie in Kapitel 0 beschrieben, für Variante 1 25% des Energiebedarfs durch die elektrisch angetriebene Wärmepumpe bereitgestellt. Für Variante 2 wird die Deckung der restlichen 56% des Energiebedarfs durch den bereits vorhandenen Gaskessel angenommen.

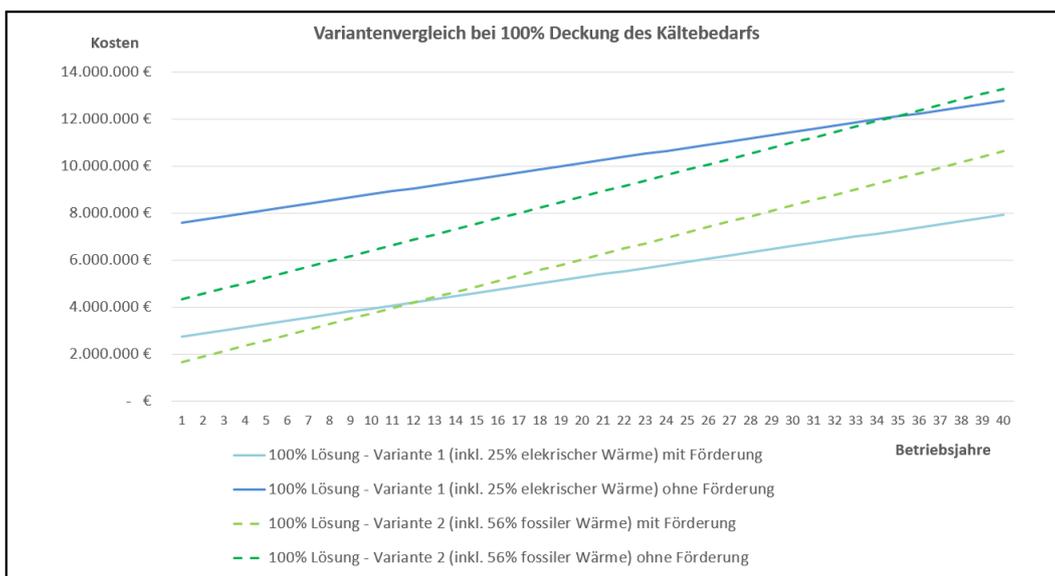


Abbildung 28: Kostenvergleich für 100% Lösung beider Varianten

Der gemeinsame Schnittpunkt der Varianten liegt ohne Förderung bei 34,7 Jahren und mit Förderung bei 12,1 Jahren. Ab diesem Zeitpunkt rentiert sich Variante 1 gegenüber Variante 2.

Aufgrund der zuvor genannten Punkte ist das erste Konzept (Variante 1) dem zweiten (Variante 2) gegenüber zu favorisieren.

## c) Projektdetails

### 5 Arbeits- und Zeitplan

Für die gesamte Umsetzung des Projekts ab Genehmigungsplanung beträgt die gesamte Dauer etwa 16 Monate, siehe Abbildung 29. Das Anfangsdatum soll repräsentativ betrachtet werden, da es zum jetzigen Zeitpunkt noch keine vertragliche Einigung gibt.

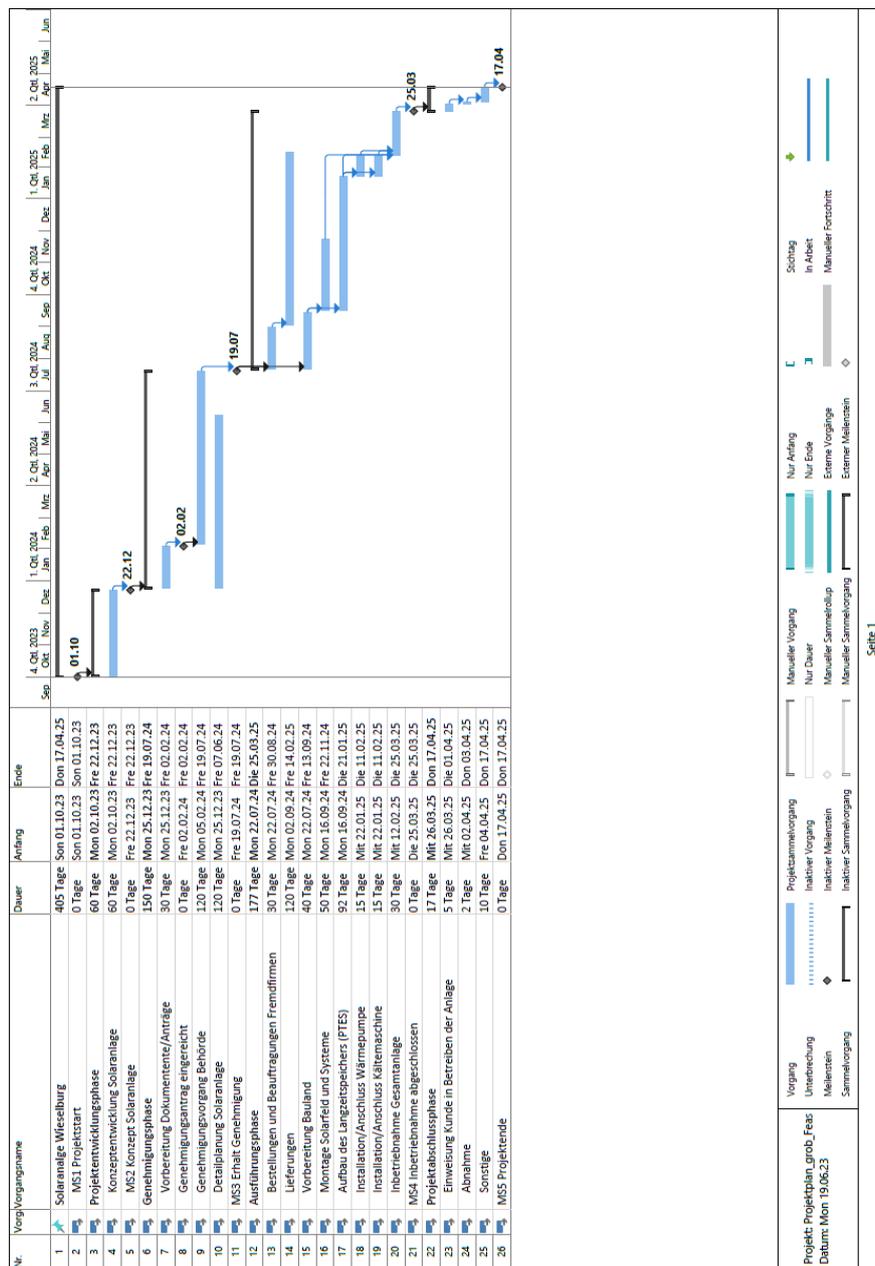


Abbildung 29 Zeitplan für Variante 1

## 6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

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