

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitel:	Solarthermische Parabolrinnenanlage zur ganzheitlichen Prozessversorgung der Brauerei ZIPF
Programm inkl. Jahr:	Solare Großanlagen 2022
Dauer:	01.08.2022 bis 31.07.2023
Kontaktperson Name:	Timo Zippler
Kontaktperson Adresse:	Hansestraße 21, 18182 Bentwisch, Deutschland
Kontaktperson Telefon:	+49 (0) 381 260550 - 13
Kontaktperson E-Mail:	timo.zippler@solarlite.de
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH (8200 Gleisdorf), Industrievertretung Werner Langbauer (Bayern, Deutschland)
Schlagwörter:	Machbarkeitsstudie, solare Großanlagen, konzentrierende Solarthermie, industrielle Prozesse, Dampfversorgung, Kälteversorgung, saisonaler Speicher
Auftragssumme:	34.500,00 €
Klimafonds-Nr:	C283261
Erstellt am:	19.07.2023

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Es wurden Simulations- und Berechnungsergebnisse von zwei Varianten am Standort Zipf für die Brau Union Österreich AG vorgestellt. Ausgangspunkt für die Variante 1 war das im Antrag beschriebene solarbasierte Versorgungskonzept, um sowohl Wärme als auch Kälte bereitzustellen. Das im Antrag beschriebene Konzept musste jedoch angepasst werden. Die Integration des Solarfeldes an die spezifischen Wärmeverbraucher (Dampf und Heißwasser) birgt einen zu großen Eingriff in das Bestandssystem des Kunden, da die entsprechenden Verbraucher nicht, wie vorher angenommen, über eigenständige Kreisläufe versorgt werden, sondern ausschließlich über eine Schnittstelle mit dem Dampfnetz. Somit musste das Konzept leicht angepasst werden, jedoch konnten alle beantragten Hauptkomponenten (Solarfeld, Tages- und Saisonspeicher, Wärmepumpe und Absorptionskältemaschine) in der Studie berücksichtigt werden.

Das Konzept CST mit Tages- und Saisonspeicher (Variante 1) sieht eine Wärmeversorgung vor, bei welcher das Solarfeld (Parabolrinnenkollektoren) Dampf direkt oder aus dem zwischengeschalteten Tagesspeicher an das bestehende Dampfnetz liefert. Des Weiteren wird für die Kälteversorgung eine Absorptionskältemaschine vorgesehen, welche ihre benötigte Wärmeenergie aus einem, ebenfalls durch das Solarfeld gespeisten, Saisonspeicher bezieht. Um die Energieausbeute des Speichers zu maximieren, wird zusätzlich eine Wärmepumpe eingesetzt, sofern das direkt nutzbare Temperaturniveau des Speichers für die Kältemaschine unterschritten wird. Auf diese Weise werden bis zu ca. 22% des Wärmebedarfes (Dampfnetz) und 100% des Kältebedarfs abgedeckt. Insgesamt wird eine solare Deckung von ca. 29% des Gesamtenergiebedarfs erreicht.

In Variante 2 (CST inkl. Tagesspeicher zur Dampferzeugung) wurde auf ein Versorgungskonzept eines Solarfeldes in Kombination mit einem Tages- bzw. Kurzzeitspeicher eingegangen. Diese Lösung kommt ohne weitere Anlagen, wie Langzeitspeicher, Wärmepumpe und Kältemaschine aus, da die bestehenden elektrischen Kältekompressoren weitergenutzt werden können und die Wärme bedarfsgerecht erzeugt wird. Hierbei werden rund 30,5% des Wärmebedarfes (Dampfnetz) jedoch 0% des Kältebedarfs abgedeckt. Insgesamt wird eine solare Deckung von ca. 29% des Gesamtenergiebedarfs erreicht.

Beide solarthermischen Lösungen sind am Standort Zipf technisch umsetzbar. Sie besitzen teilweise gleiche Kenngrößen, wie eine Gesamtkollektorfläche von 15.371 m², eine Nennleistung von ca. 8,7 MWh_{th} sowie eine solare Deckung von ca. 29%. Durch die in Variante 1 zusätzlich zu Variante 2 benötigten Systemkomponenten wie TTES, Wärmepumpe und Kältemaschine, ergeben sich für Variante 1 ca. 1,3 Mio. € höhere Investitionskosten. Auch die jährlichen Betriebskosten sind bei Variante 1 mit ca. 126.000€ ca. 50% höher als die der Variante 2 mit ca. 85.000 €. Dies führt in Summe zu etwas geringeren Wärmegestehungskosten bei Variante 2 mit ca. 84,66 €/MWh ggü. Variante 1 mit ca. 88,06 €/MWh. Die Realisierung einer der beiden Varianten erfordert eine Flächenumwidmung durch die Behörden. Nutzungsrechte müssen nicht eingeholt werden, da das potentielle Grundstück bereits Eigentum der Brauunion ist.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Das hier entwickelte Versorgungskonzept betrifft den Brauereistandort Zipf der österreichischen BRAU UNION ÖSTERREICH AG (folgende Brau Union), deren Mehrheitseigner der HEINEKEN Konzern ist. Der Standort Zipf, im oberösterreichischen Bezirk Vöcklabruck, hat einen jährlichen Produktionsoutput von ca. 1,3 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 der Machbarkeitsstudie ist das deutsche Unternehmen Solarlite CSP Technology GmbH (folgend Solarlite) damit beauftragt, ein Konzept zu entwickeln, mit welchem ein höchstmöglicher solarer Deckungsgrad auf dem zur Verfügung stehenden Grundstück erreicht werden kann. Die Brau Union hat ein internes Ziel von mindestens 30% ausgegeben. 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 Gaskesselsystem mit einer Gesamtleistung von 10 MW_{th} 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 aufsummierte jährliche Gasverbrauch beläuft sich auf 19,38 GWh_{Gas}/a. Unter Berücksichtigung des Kesselwirkungsgrades ergibt sich ein entsprechender jährlicher Wärmeenergiebedarf von ca. 17,44 GWh_{th}/a. Des Weiteren beträgt die höchste innerhalb eines Jahres abgerufene Wärmeleistung 5,56 MW_{th}.

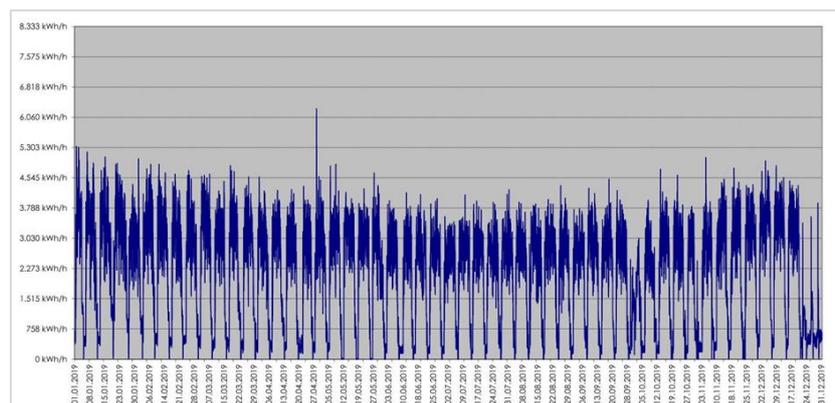


Abbildung 1: Gaslieferung der Brauerei Zipf in 2019¹

Die Brauerei benötigt Wärme in verschiedenen Prozessanwendungen mit unterschiedlichen Temperaturniveaus und Medien (Sattdampf und Druckwasser²).

¹ Quelle: Brau Union, Verbrauchswerte für Zipf in 2019 („Stundenwerte 012019_122019“)

² Hinweis: im Antrag wird fälschlicherweise von „Heißwasser“ gesprochen, unter den gegebenen Parametern (110°C & 3 bar) handelt es sich jedoch um Druckwasser

Tabelle 1 zeigt die geschätzten Anteile (Angaben der Brau Union) der verschiedenen Prozessanwendungen am Wärmebedarf.

Tabelle 1: Formen der Wärmenutzung

Medium	Temperatur	Druck	Bedarf (Anteil)	Prozesse
1. Sattdampf	165 - 170 °C	7 bar	6,97 GWh _{th} (40%)	Maische & Würze heizen / kochen
2. Heißwasser	110 °C	3 bar	10,47 GWh _{th} (60%)	Fass- & Flaschenabfüllung
Gesamt	17,44 GWh_{th}/a			

Versorgt werden alle o.g. Prozesse durch ein und dasselbe Dampfnetz, welches die spezifischen Bedarfe mittels Wärmetauscher bereitstellt. Diese Vorgabe des bestehenden Systems hat zur Folge, dass 100% des Wärmebedarfs als Dampf in das zentrale Verteilungsnetz einzuspeisen sind.

Des Weiteren hat die Brauerei einen Kältebedarf, der bislang über eine Kompressionskältemaschine erzeugt wurde. Die Kühlenergie wird für die Prozesse Eiswassererzeugung (Würze nach dem Kochen kühlen) und Gärtank-Kühlung benötigt. Laut der Brauerei Zipf sind Kompressoren mit einer Kühlleistung von 120 kW_{Kälte} installiert, welche über 8.500 h pro Jahr eine Kühl-Grundlast von etwa 1,02 GWh_{Kälte}/a liefern.

Um auch den 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 für den Antrieb der Kältemaschine von rund 1,7 GWh_{th} pro Jahr errechnet, um die benötigte Kühlenergie zu erzeugen.

Somit ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf der Brauerei Zipf von 19,1 GWh_{th}. (17,44 GWh_{th} Dampf + 1,7 GWh_{th} Kälte).

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 Wärmeenergie für die Brau Union erzeugt. Um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen, wurde in Variante 1 ein Tages- und ein saisonaler Speicher in das System integriert, womit sowohl der Kältebedarf als auch der Wärmebedarf bedient werden. Für die Variante 2, eine reine Deckung des Wärmebedarfs, wurde auf den Saisonspeicher und die Wärmepumpe verzichtet, dafür wurde die Kapazität des Tagesspeichers um 100% erhöht.

Variante 1 „CST³ mit Tages- & Saisonspeicher“

Für die Variante 1 werden verschiedene Anlagenkomponenten eingesetzt, um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen. Diese sind ein Parabolrinnenfeld, ein saisonaler Speicher, ein Tagesspeicher, eine Wärmepumpe und eine Absorptionskältemaschine. Mit diesen Anlagenteilen wird im Folgenden ein gesamtheitliches Konzept dargestellt, welches auf den anliegenden Freiflächen einen solaren Deckungsgrad von 29,1% des jährlichen Gesamtbedarfs der Brauerei bereitstellt.

Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Versorgungskonzept

Entgegen des im Antrag formulierten solarthermischen Versorgungskonzeptes, mussten einige Anpassungen vorgenommen werden. Hintergrund waren Probleme bei der Integration des Solarfeldes mit den spezifischen Wärmeverbrauchern. Im Zuge der Antragsstellung wurde zunächst davon ausgegangen, dass die zwei benötigten Temperaturniveaus (Druckwasser mit 110°C und Sattedampf mit 170°C) separat voneinander durch eigene Kreisläufe bedient werden können. Dies ist jedoch nicht der Fall. Entgegen der Annahme wird das gesamte Druckwasser an diesem Standort ausschließlich über Wärmetauscher bereitgestellt, welche mit dem Dampfnetz gekoppelt sind. Dieser Umstand ging ebenfalls aus dem R&I-Diagramm („Rohr- und Instrumentationsdiagramm“) hervor, welches zu einem späteren Zeitpunkt von der Brauerei zur Verfügung gestellt wurde. Nach Absprache mit dem Anlagenbetreiber kam man zu dem Schluss, dass das bestehende System aus Dampfnetz und Wärmetauschern weiterhin genutzt werden soll, um weitreichendere Umbauten in den Betriebsgebäuden zu vermeiden. Diese Limitation hat zur Folge, dass die Versorgung der verschiedenen Bedarfe ausschließlich durch eine Schnittstelle zwischen dem primären Dampfkreislauf des Solarfeldes und dem sekundären Kreislauf (Kunde) erfolgen kann. Zur Maximierung der Energieausbeute wird für den Dampfkreislauf ein Tagesspeicher (DTES – „daily thermal energy storage“) vorgesehen. Auf diese Weise kann ein solarer Deckungsgrad aller vom Dampfnetz mitversorgten Wärmeeinwendungen von 22,1% erreicht werden.

³ CST – „concentrated solar thermal“ (dt. „konzentrierende Solarthermie“, wie z.B. Parabolrinnenkraftwerke)

Darüber hinaus musste eine weitere Anpassung im Versorgungskonzept gegenüber dem im Antrag beschriebenen Saisonspeicher vorgenommen werden. Es wird oberflächennahes Grundwasser, aufgrund der Topographie (See und Bäche in der Nähe) vermutet. Ein direktes Angrenzen des PTES-Speicherwasserkörpers (PTES – engl. „pit thermal energy storage“) an den Grundwasserleiter würde mit sehr großen Wärmeverlusten einhergehen und ist daher weder ökonomisch noch ökologisch. Stattdessen wurde ein Tankwärmespeicher (TTES – engl. „tank thermal energy storage“) als Saisonspeicher verwendet, welcher oberirdisch errichtet werden kann.

Für die Bereitstellung des Kühlbedarfs wurde eine Absorptionskältemaschine vorgesehen. Im Zusammenspiel mit einem drucklosen wassergefüllten Tankspeicher und einer Wärmepumpe kann der Kältebedarf ganzjährig und vollumfänglich (zu 100%) gedeckt werden. Dies wird durch die niedrigen Antriebstemperaturen der thermischen Kältemaschine möglich, welche ab einer Temperatur von 65°C direkt aus dem Speicher betrieben werden kann. Wenn das Niveau im Speicher unter diese Temperatur fällt, kommt eine Wärmepumpe zum Einsatz, welche ihrerseits den Speicher bis auf 20°C weiter entleert und die Kältemaschine mit der nötigen Temperatur versorgt.

Neben den herkömmlichen und bisweilen von der Brau Union genutzten elektrischen Kompressionskältemaschinen können zur Kälteerzeugung auch thermische Absorptionskältemaschinen genutzt werden. Mit Hilfe des zuvor ermittelten Kühlbedarfs von 1,02 GWh_{Kälte}/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 Hersteller 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 Ammoniakgetriebene Kältemaschinen (AARP – „*Ammonia Absorption Refrigeration Plant*“), die einen COP von bis zu 0,6 aufweisen. Daraus resultiert eine erforderliche Energiemenge von 1,7 GWh_{th} pro Jahr für die Anlage, welche letztlich durch das Solarfeld gedeckt werden soll.

Insgesamt führt dies zu einem möglichen solaren Deckungsgrad von bis zu 29,1% des Gesamtenergiebedarfs. Fehlende Energiemengen werden durch das bestehende Gaskesselsystem erzeugt, welches ebenfalls als Backup-System bestehen bleiben soll.

Das Blockschaltbild (siehe Abbildung 2) veranschaulicht das Gesamtkonzept bzw. die Integration des Solarfeldes, des Langzeit- und Kurzzeitspeichers, der Wärmepumpe und der Absorptionskältemaschine. Im Sommerbetrieb wird der Hochtemperaturwärmetauscher entweder direkt aus dem Solarfeld oder dem Tagesspeicher mit Wärme versorgt. Mit der überschüssigen Energie aus dem Solarfeld wird der saisonale Speicher beladen. Die langfristig gespeicherte Energie wird in der Übergangs-/ Winterzeit für den Kühlkreislauf bereitgestellt.

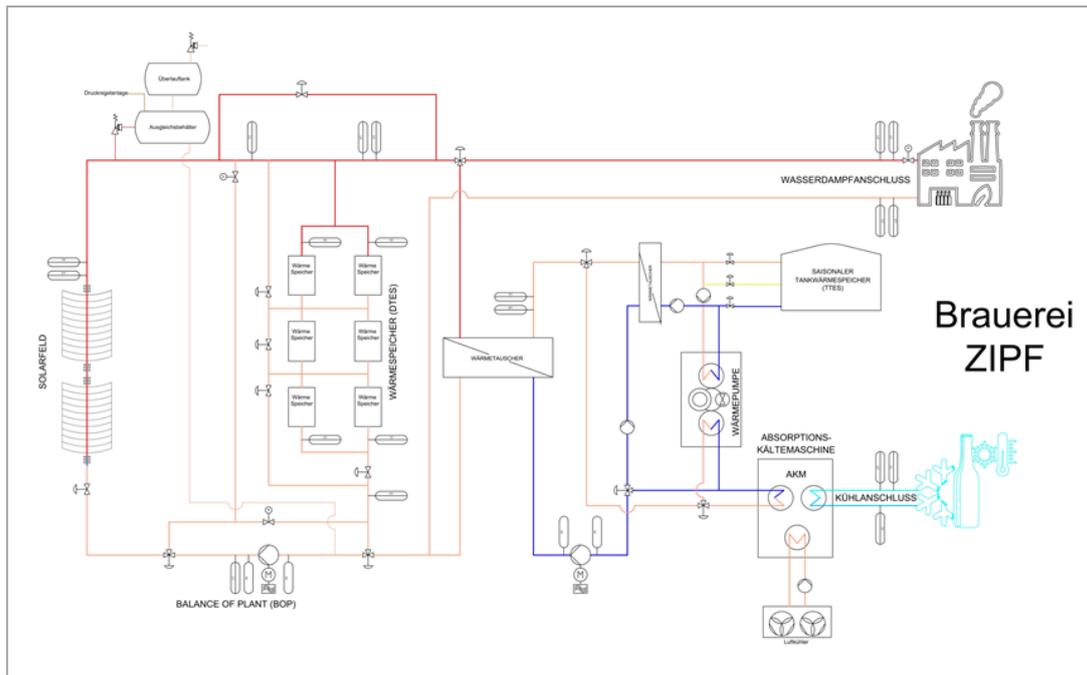


Abbildung 2: R&I-Schaubild des Versorgungskonzeptes (Variante 1)

Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

Als Basis für die Solarertragsberechnung wurden die Sonnenstrahlungsdaten der öffentlich zugänglichen Plattform HELIOCLIM-3 für den betrachteten Standort genutzt (zur genauen Verortung siehe 3.1.3 Rahmenbedingungen). Die örtliche verfügbare Direkteinstrahlung (DNI) beträgt 1.075 kWh/m² im Jahr.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde die von der Brau Union als verfügbar deklarierte Fläche (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) für die Planung des Solarfeldes, des Tankspeichers sowie weiteren technischen Anlagen verwendet. Es wurden Simulationen mit dem Ziel, ein Optimum zwischen solarer Bedarfsdeckung und Wirtschaftlichkeit zu erreichen, durchgeführt.



Abbildung 3: potenzielle Fläche für CST-Anlage (rot markiert)

Die Berechnung der Solarfeldgröße erfolgte anhand der bereitgestellten Lastprofile und der verfügbaren Landfläche. Das unter diesem Gesichtspunkt und mit der am Standort verfügbaren Solareinstrahlung geplante Solarfeld (siehe Abbildung 4) besitzt eine Aperturfläche von insgesamt etwa 15.371 m². Die Aperturfläche beschreibt dabei ausschließlich die durch Spiegelkollektoren bedeckte Fläche. Die Anlage erzeugt einen jährlichen Energieoutput von ca. 7.105 MWh_{th} und besitzt eine Leistung von 8,7 MW_{th}. Verglichen mit einer thermischen Bedarfsdeckung mittels Gases und einem CO₂-Äquivalent von 0,22 t/MWh_{Gas} entspricht dies einer

CO₂-Einsparung von bis zu 1.584 t pro Jahr. Die Tabelle in der Abbildung 4 listet die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes auf.

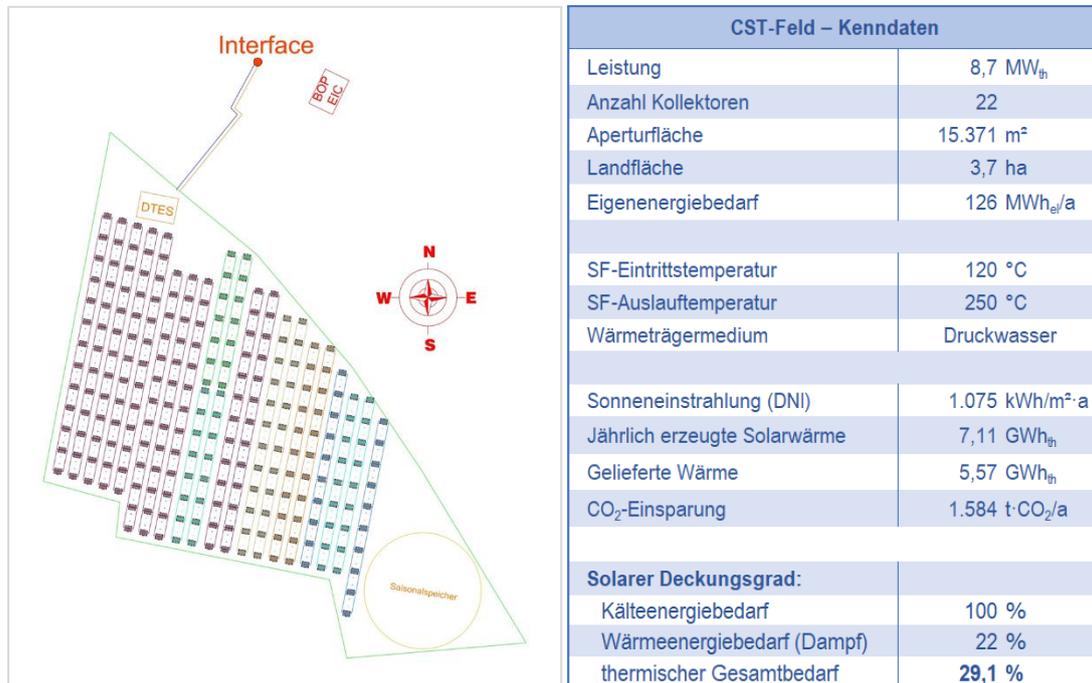


Abbildung 4 Layout des Parabolrinnen-Solarfeldes mit Kenndaten

In der Abbildung 4 wird dargestellt, wie ein mögliches Solarfeld inkl. eines Speichers und restlicher Anlagentechnik gestaltet werden kann.

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, die eine ständige Zirkulation während der relevanten Zeiträume gewährleistet, im System notwendig.

In der folgenden **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** wird die im Solarfeld erzeugte Wärme dem monatlichen Bedarf der Brauerei gegenübergestellt. Hieraus wird die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ersichtlich, weshalb Speicherlösungen zum Erzielen eines höchstmöglichen solaren Deckungsgrades notwendig sind.

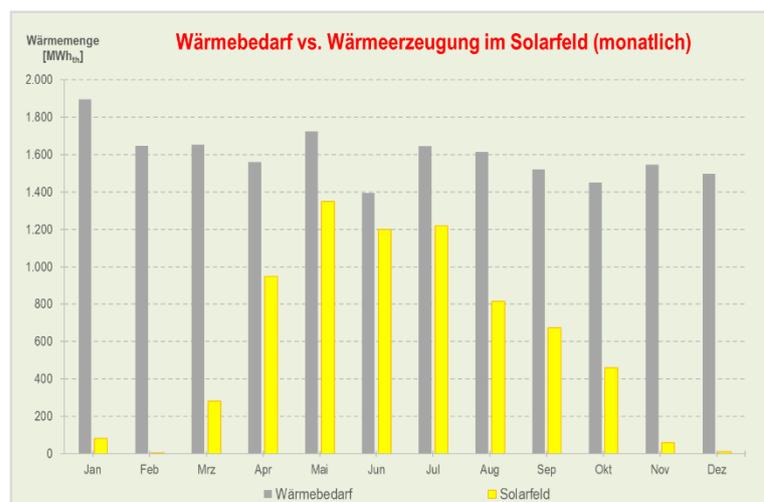


Abbildung 5: monatlicher Solarfeldertrag vs. Wärmeverbrauch

Die Simulation hat gezeigt, dass fast die Hälfte der im Solarfeld erzeugten Wärme von der Brauerei Zipf sofort abgenommen werden kann. Dies hat zur Folge, dass die restlichen rund 50% der erzeugten solaren Wärme zur späteren Verwendung zwischengespeichert werden müssen (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

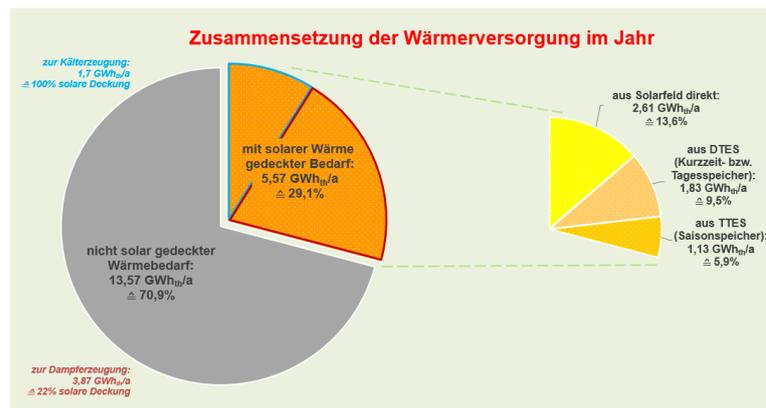


Abbildung 6: anteilige Bereitstellung der Solarwärme

Das Speichern von Wärme geht immer mit Verlusten einher. Darüber hinaus musste aufgrund des deutlichen Unterschieds zwischen dem Wärmebedarf (17,44 GWh_{Dampf}) und dem Kältebedarf (1,70 GWh_{Kälte}) der Brauerei ein Kompromiss eingegangen werden.

Von den jährlichen, solarthermisch erzeugten 7.105 MWh_{th} sind schlussendlich etwa 5.573 MWh_{th} nutzbar. Eine Veranschaulichung des Energieflusses sowie der Speicher-Verluste und der ungenutzten Wärme innerhalb eines Jahres zeigt die Abbildung 7. Die dargestellten Energiemengen für DTES und TTES beziehen sich auf die thermische Energie, mit welcher die Speicher geladen werden. Der dabei auftretende Wärmeverlust über beide Speichersysteme beträgt ca. 5% (ca. 0,33 GWh_{th}) pro Jahr. Der Strombedarf zum Betrieb der Wärmepumpe, für welche der TTES als Kaltseite fungiert, ist in der folgenden Darstellung nicht abgebildet und beträgt 137 MWh_{el}.

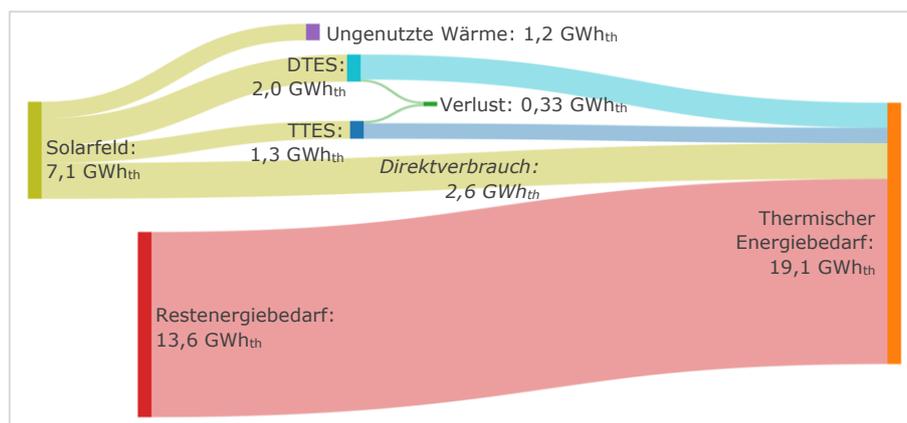


Abbildung 7: Energieflussbilanz ohne Stromverbrauch der Wärmepumpe (Variante 1)

In der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, wird die monatliche Bedarfsdeckung durch die verschiedenen Wärmequellen dargestellt. Während von April bis Oktober rund die Hälfte des Bedarfs solarthermisch gedeckt werden kann, wird von November bis März nur ein sehr geringer Anteil des Wärmebedarfs gedeckt. In dieser Zeit hebt die Wärmepumpe die Temperatur im Saisonspeicher auf ein, für die Absorptionskältemaschine, nutzbares Niveau. Der

ungedekte Dampfbedarf wird durch den Betrieb des Bestand-Kesselsystems bereitgestellt.

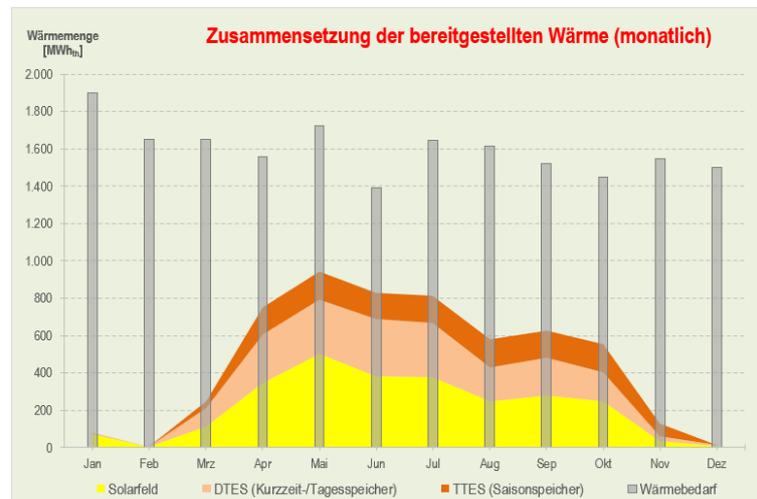


Abbildung 8: Monatlicher Wärmebedarf und Wärmebereitstellung

Saisonale Speicherlösung (TTES)

Im Wesentlichen handelt es sich bei einem Behälterwasser- bzw. Tankwärmespeicher (TTES, engl. „tank thermal energy storage“) um einen Wassertank. Dieser ist mit einer hermetischen Auskleidung und einem abgedichteten Deckel versehen. Dadurch wird das im Inneren befindliche Wasser (das Speichermedium) von der Umgebung thermisch isoliert sowie Leckagen und der Eintrag von Fremdstoffen vermieden. Aufgrund der verbauten Materialien und des Speichermediums (druckloses Wasser) können Temperaturen bis maximal 95 °C ganzjährig gespeichert werden.

Dimensionierung

Für den Betrieb der Absorptionskältemaschine ist eine Vorlauftemperatur von mindestens 65 °C notwendig. Da der drucklose TTES auf höchstens 95 °C aufgeheizt werden darf, entspricht der nutzbare Temperaturbereich für eine Direktversorgung der Kältemaschine 30 K. Dies hat zur Folge, dass ein Großteil der im TTES gespeicherten thermischen Energie ungenutzt bleiben würde. Aus diesem Grund wird eine Wärmepumpe eingesetzt, welche zum Einsatz kommt, wenn die Speicherwassertemperaturen im TTES zwischen 20 °C und 65 °C liegen. Die Wärmepumpe wird durch den TTES mit dem Speicherwasser gespeist und hebt dessen Temperaturniveau auf ein für die AARP nutzbares Niveau an. Auf diese Weise kann die Energieausbeute und somit der Wirkungsgrad der Anlage deutlich erhöht werden.

Im Zuge der vorhabenspezifischen Simulationen wurde ein Speicher mit einer nutzbaren Kapazität rund 0,24 GWh_{th} für das Gesamtkonzept ausgewählt. Der Flächenbedarf des TTES entspricht, inkl. eines Seitenabstandes von 3 m, etwa 1.020 m². Bei einer maximalen Einstautiefe von 10,6 m und einem Durchmesser von 30 m besitzt der Tankspeicher ein maximales Fassungsvermögen von 7.493 m³. Die **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt eine schematische Darstellung mit den realistischen Werten des TTES.

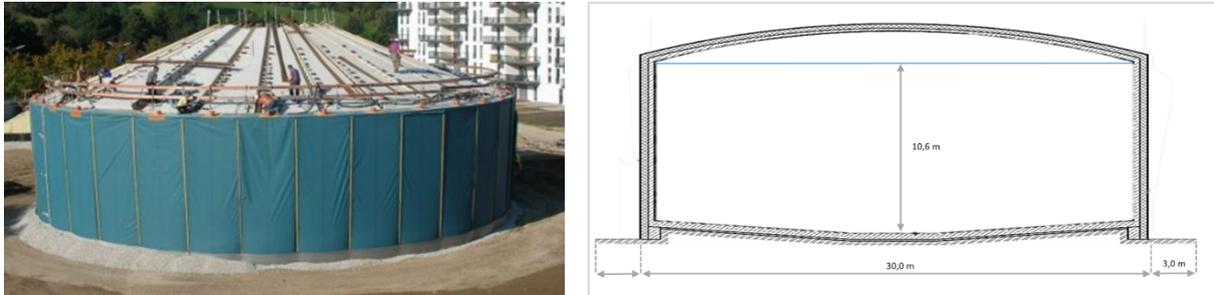


Abbildung 9: TTES –Bauwerksschnitt (Quelle: www.saisonalspeicher.de¹)

Baugrundverhältnisse

Für die Erstellung einer Vordimensionierung wurden Grundwasserstände, Geländehöhen und Baugrundaufschlüsse aus zum Teil öffentlich zugänglichen Datenbanken abgefragt oder erworben. Die Recherche für den Standort Zipf hat keine aussagekräftigen Informationen über die Tiefe des Grundwasserspiegels hervorgebracht. Die nächstgelegene Messstelle, im ca. 6 km südöstlich gelegenen Ort Gampern, hatte zwischen Juli 2022 und Juli 2023 einen Grundwasserhöchststand von 451,25 m ü.A., siehe Abbildung 10.

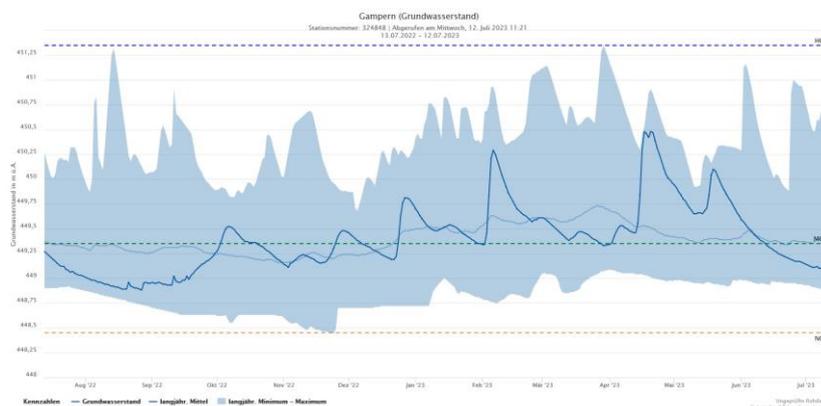


Abbildung 10: Grundwasserspiegel für den Nachbarort Gampern⁴

Das zur Verfügung stehende Gelände für die Solaranlage liegt auf ca. 480 m ü.A. (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) und somit in ausreichender Höhe gegenüber dem Grundwasserspiegel der zuvor erwähnten Messstelle. Jedoch ist zu beachten, dass in der Nähe des Geländes ein See existiert und ein Bach verläuft. Dies lässt darauf schließen, dass der Grundwasserspiegel vor Ort von dem der Messstelle abweichen kann und nahe an der Geländeoberkante liegt.

⁴ Quelle: <https://hydro.ooe.gv.at/#/overview/Grundwasserstand/station/40298/Gampern/Grundwasserstand?period=P1Y>
 Machbarkeitsstudie – Solare Großanlagen: Brauerei Zipf

In welcher Tiefe der Grundwasserpegel liegt und ob und wie sehr dieser lokalen Schwankungen unterliegt, müssen tiefgreifendere Baugrunduntersuchungen im Zuge der Detailplanung zeigen.

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.

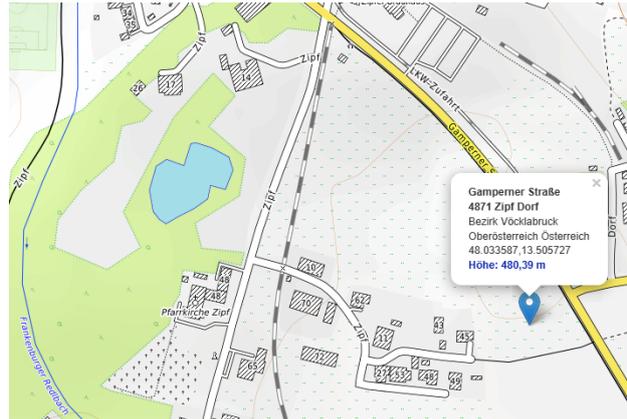


Abbildung 11: Höhenlage des zur Verfügung stehenden Geländes

Wärmespeichertemperaturen & -verluste

Der nutzbare Temperaturbereich des TTES liegt zwischen 20 und 95 °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 für die AARP zu heben und gleichzeitig den saisonalen Speicher optimal zu nutzen.

Mit den ermittelten U-Werten der Strukturhülle wurden die Wärmeverluste des TTES zu 13% (kleiner Speicher mit einem Flächen/Volumen-Verhältnis von ca. 0,322) ermittelt. Für die Bemessung des Speicherbeckens wurde dementsprechend von einer Effizienz von ca. 87 % ausgegangen.

Ökonomische Betrachtung

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

Baukosten des Tankspeichers (TTES)

Die Baukosten für einen Tankwärmespeicher werden mit ca. 2,10 Mio. € bewertet (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Bei einem Speichervolumen von rund 7.793 m³ entsprechen die spezifischen Kosten je Kubikmeter 322,86 €/m³.

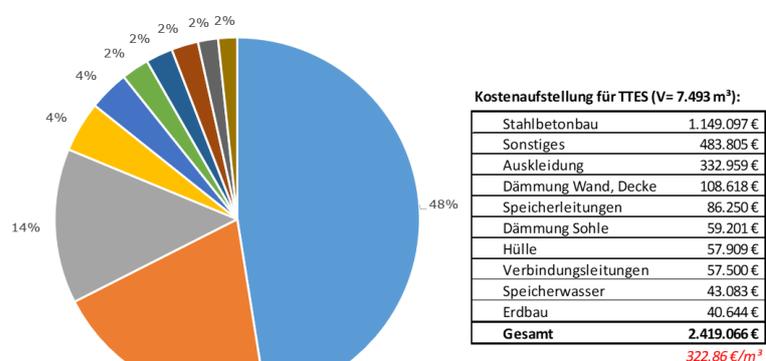


Abbildung 12: Baukosten eines Tankspeichers

Investitionskosten der Gesamtanlage

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 10,45 Mio. €. Die **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt alle Einzelkomponenten der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil hat der eingesetzte Langzeitspeicher (TTES) mit rund 23%. Darauf folgt das Solarfeld mit rund 21%. Da es sich bei dem Konzept 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 300.000 € berücksichtigt.

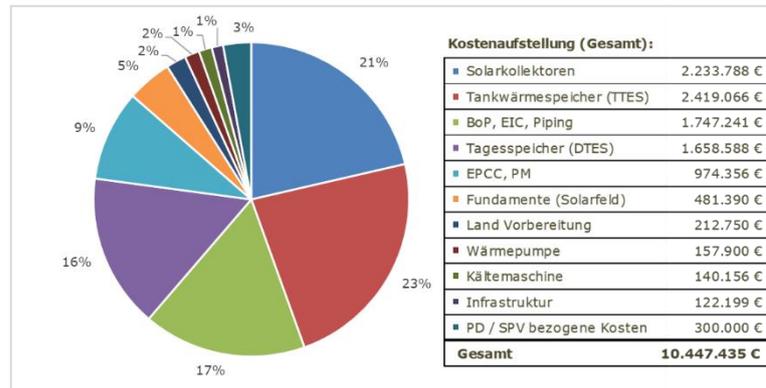


Abbildung 13: Investitionskosten (CAPEX) der Variante 1

Betriebskosten

Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt die folgende Tabelle. Insgesamt belaufen sich die Kosten im Basisjahr bzw. zu Beginn der Laufzeit auf ca. 126.000 €. Die Kosten steigen jährlich um 2% (Inflationsaufschlag) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

Der größte Anteil der Betriebskosten entfällt auf die Strombezugskosten mit 52.500 € (42%). Tabelle 2 zeigt, dass diese Kosten fast zu gleichen Teilen auf zwei Posten verteilt sind. Diese sind zum einen die Stromkosten zum Betrieb der Wärmepumpe zum anderen die restlichen Stromkosten, bestehend aus dem Betrieb der Umwälzpumpen im Solarfeld, der Absorptionskältemaschine sowie des Tages- und Saisonspeichers. Ein weiterer Kostenfaktor ist die Versicherung der gesamten Anlagentechnik (33%). Demgegenüber machen die Bereitstellungskosten der benötigten Ersatzteile und Wartungskosten für die Wärmepumpe und Kältemaschine, die durch spezialisierte Unterauftragnehmer:innen durchgeführt werden, einen eher kleinen Anteil (14%) aus.

Tabelle 2: Aufstellung der Betriebskosten (Var. 1)

Betriebskosten	Basispreis (Jahr 1)
1 O&M des Solarfeldes	17.960 €
2 O&M TTES	5.000 €
3 O&M Kältemaschine & HP	4.042 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
5 Buchhaltung	500 €
6 Steuerliche Beratung	500 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Versicherungskosten	41.790 €
9 Eigener Stromverbrauch	25.200 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
14 HP-Stromverbrauch	27.300 €
15 Vermögensverwaltung	500 €
Gesamt	126.192 €

Wärmegestehungskosten

Bei den in **Fehler!**
Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.
 dargestellten Geste-
 hungskosten, in Höhe von
 88,06 €/MWh_{th}, handelt es
 sich um die Kosten über eine
 Laufzeit von 25 Jahren,
 welche mithilfe der
 Kapitalwertmethode errech-
 net wurden. Zusätzlich

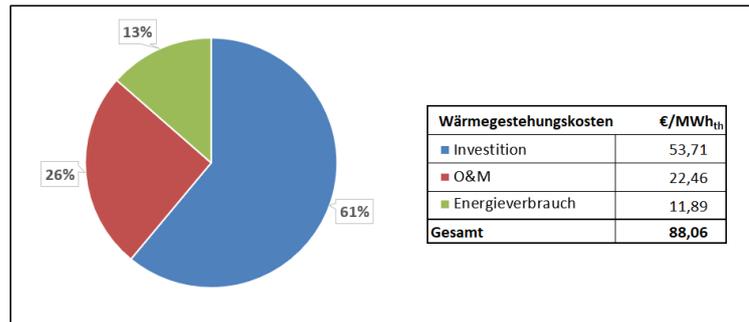
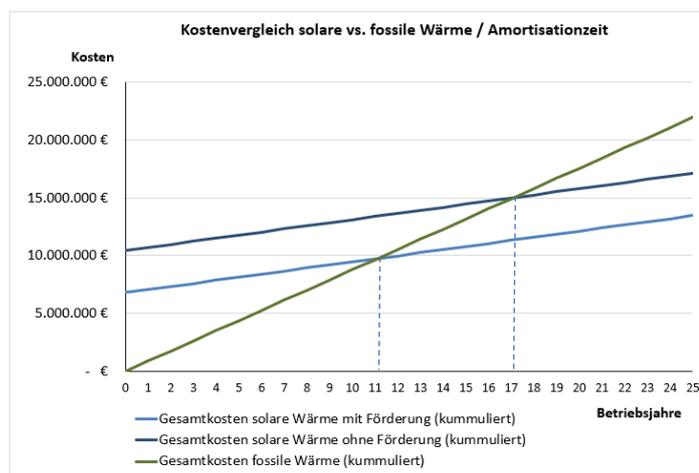


Abbildung 14: Wärmegestehungskosten (Var. 1)

werden die anteiligen Investitions-, Betriebs- und Energieverbrauchskosten, bezogen auf die jährlich produzierte Wärmemenge der Solaranlage und den errechneten Wärmegestehungskosten der Variante 1, angegeben. So enthält eine gelieferte MWh_{th} Investitionskosten von 53,71 €, Betriebskosten von 22,46 € und Energiekosten (Strom) von 11,89 €. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 35%⁵ auf die Gesamtinvestitionskosten sowie ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer angenommen. 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) besitzt auf etwa 11 Jahre. Ohne Förderung tritt der Kostenvorteil gegenüber dem Bestandssystem ab etwa 17 Jahren ein. Den, durch das Bestandssystem, verursachten Kosten wurde ein Gaspreis von 100 €/MWh_{Gas}



sowie ein angenommener CO₂-Preis von 100 €/t zu Grunde gelegt. Es wurden darüber hinaus für das Bestandssystem keine Investitionskosten angesetzt, da sich dieses bereits im Besitz der Brau Union befindet. Zudem sind die Betriebskosten der Bestandsanlage nicht bekannt. Flößen diese mit in die Betrachtung ein, verkürzt sich die Amortisationszeit.

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 dem Kunden individuell verhandelt und festgelegt.

⁵ Durchschnittswert, da es sowohl Komponenten mit max. 30% und andere mit bis zu 50% Förderung gibt

Förderfähige Kosten

Der Klima- und Energiefond gewährt für das vorliegende Konzept im Rahmen des Bundesförderprogramms zur Umsetzung „Solarer Großanlagen“ (über 5.000 m² 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 diese nicht nur von den Wärmegestehungskosten von heute abgeleitet werden können. Es spielen auch Sachverhalte wie Verfügbarkeit in Sinne der Ressourcenbeschaffung, Stabilität der Weltwirtschaft, Verantwortung an eine umweltgerechte Energieerzeugung und der zum jetzigen Zeitpunkt nicht einzuschätzende Anstieg der CO₂-Bepreisung für fossile Energieträger. Ohne diese schwer zu quantifizierenden Faktoren kann festgestellt werden, dass zum jetzigen Zeitpunkt der Einsatz von konzentrierenden Solarthermieanlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme und -kälte nur im Zusammenhang von staatlichen Förderprogrammen für die von Investierenden geforderten Renditen zu erreichen sind. Sobald jedoch einer der vorher genannten Faktoren eine Rolle spielt, ist das ökonomische Potenzial des hier erarbeiteten Konzeptes eindeutig zu erkennen.

In Hinblick auf die technische Multiplizierbarkeit ist die Parabolrinnen-Anlage äußerst vielseitig einsetzbar. Das System ersetzt konventionelle Boiler-Systeme und speist solarerzeugten, erneuerbaren Dampf in das vorhandene Verteilsystem ein. Aufgrund der sehr einfachen Prozessintegration, bei welcher das Bestandssystem i.d.R. größtenteils unberührt bleibt, lässt sich das hier dargestellte Konzept auf jegliche Industrie mit ähnlichen Anforderungen übertragen. Einzige Voraussetzung ist, dass genügend Freifläche in der Nähe des Abnehmenden zur Verfügung steht.

Rahmenbedingungen

Allg. Genehmigungssituation

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.

Das geplante Vorhaben in Zipf ist daher grundsätzlich genehmigungspflichtig. Des Weiteren muss sichergestellt sein, dass die Anforderungen des Naturschutzes und angrenzender Aspekte 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.

Im Rahmen des naturschutzrechtlichen Bewilligungsverfahrens wird die geplante Maßnahme grundsätzlich auf folgende Punkte überprüft:

- Besteht ein Widerspruch mit dem rechtsgültigen Flächenwidmungsplan?
- Wird durch das Landschaftsbild nachteilig beeinflusst?
- Wird das Gefüge des Naturhaushalts beeinträchtigt oder ist dies zu erwarten?
- Wird der Charakter des Landschaftsraums nachteilig beeinträchtigt?
- Wird der jeweils in den Schutzgebietsverordnungen festgelegte Schutzgegenstand (z.B. Tiere, Pflanzen, Lebensräume) oder Schutzzweck (z.B. Erhaltung von Arten und deren Lebensräumen) nachteilig beeinträchtigt?

-
Diese 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 Vöcklabruck liegt.

Wasserrechtliche Bewilligungspflicht

Das geplante Solarfeld besitzt einen geschlossenen Druckwasserkreislauf, weshalb keine Abwässer abgeleitet werden müssen. Da im Vorhabengebiet oberflächennahes Grundwasser möglich ist, kann das Risiko des Versagens einer entsprechenden Genehmigung für das Vorhaben als mittel eingeschätzt werden. Das Ersetzen des geplanten Erdbeckenwärmespeichers durch einen oberirdischen Tankspeicher ist bereits ein präventiver Schritt, um das Risiko zu verringern. Genaueres zu weiteren notwendigen Anpassungen kann erst nach einer Bodenuntersuchung gesagt werden. Hingegen positiv ist, dass sich das Vorhabengebiet in keinem gefährdeten Hochwasserabflussbereich befindet. Wasserrechtliche Bewilligungen können im Zuge des Betriebsanlagengenehmigungsverfahrens direkt durch die Gewerbebehörde erteilt werden.

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.

wahrscheinlich, jedoch ohnehin dadurch obsolet, da Rodungen nicht nötig sind und die Solaranlage keine Emissionen verursacht.

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.

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

Eine Bewilligung von Leitungsrechten (Strom und Wärme) zwischen dem Projektgelände und dem Betriebsgelände der Brauerei ist notwendig, da die Leitungen die Gamperner Straße von West nach Ost überwinden müssen.

Das Risiko der Bewilligung einer Leitungsführung zur einfachen Querung der Gamperner Bezirksstraße wird als gering eingestuft.

Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Die Übersicht in Abbildung 16 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte und genehmigungsrechtlichen Risiken.

Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken		
Potentielle Behördliche Auflagen	Risiko	Begründung
Allg. Genehmigung		
Betriebsgenehmigung (GewO 1994)	mittel	Umwidmung des Flächenwidmungsplans erforderlich
Naturschutz		
Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-G 2000)	gering	Anlagengröße geringer als Schwellenwert
Naturschutzrechtliche Bewilligung	mittel	Umwidmung des Flächenwidmungsplans erforderlich
Wasserrechtliche Bewilligungspflicht	gering	keine Beeinflussung von Oberflächengewässer und Grundwasser
Baurecht		
Baurechtliche Bewilligung	mittel	Umwidmung des Flächenwidmungsplans erforderlich
Bauverbotszonen	gering	keine Bauverbotszonen im Projektgebiet (Stand 20.04.2023)
Sonstiges		
Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung	mittel	Zuwegung Solarpark evtl. bewilligungspflichtig
Eisenbahnrechtliche Bewilligung	gering	ausreichend Abstand zu Bahntrasse vorhanden
Forstrechtliche Bewilligungen	gering	Fläche besteht aus bewirtschafteter Landwirtschaftsfläche
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
Leistungsrechte für Strom-, Gas-, Telefonleitungen etc. in der Nähe von Betriebsanlagen	gering	Leistungsrechte für Strom und Wärme zum Verbraucher notwendig (Trassenverlauf entlang der Kledering Straße sowie Querung)

Abbildung 16: Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Eine Unterstützung für den erforderlichen Genehmigungserhalt bieten folgende Möglichkeiten:

- Schaffung von Ausgleichsflächen
- Sekundärnutzung als „Bienenweide“ bzw. durch das Etablieren einer insektenfreundlichen Vegetation, was im Zuge vorangegangener Projekte ebenfalls mituntersucht wurde.

Nach erfolgreicher Flächenumwidmung kann von der Umsetzbarkeit des Gesamtvorhabens ausgegangen werden.

Variante 2 „CST inkl. Tagesspeicher zur Dampferzeugung“

Der Wärmebedarf der Brauerei soll in Variante 2 ebenfalls durch eine konzentrierende Solarthermieanlage bzw. Parabolrinnenanlage, die unter das Förderprogramm der solaren Großanlagen fällt, sichergestellt werden. Gegenüber Variante 1 wird jedoch keine Kälte geliefert, wodurch auch der Saisonspeicher entfällt. Während das Solarfeld selbst unverändert bleibt, wurde ein zusätzlicher Tagesspeicher vorgesehen, um die solare Deckung für die Bereitstellung von Dampf zu erhöhen.

Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Versorgungskonzept

Es wird angestrebt 30% des Dampf- bzw. Wärmebedarf, mittels Wärmeenergie aus dem Solarfeld, zu decken.

Die solare Energie wird über das Solarfeld aufgenommen und mittels Hochtemperatur-Wärmetauscher dem Dampfnetz des Kunden zur Verfügung gestellt. Mit der überschüssigen Energie aus dem Solarfeld, welche nicht direkt eingespeist wird, wird der Tagesspeicher geladen. Dieser gibt die gespeicherte Energie kurzfristig wieder ab, wenn die Sonnenenergie abnimmt und dadurch das Solarfeld nicht mehr genügend Wärme liefert. Eine längerfristige Speicherung der Wärmeenergie, bspw. über mehrere Wochen, ist mit einem Tagesspeichers nicht möglich. Der Speicher wird aus mehreren Stahltanks bestehen, die in den Solarfeldkreislauf integriert werden. Die Speicherkapazität soll auf ca. 34 MWh_{th} ausgelegt werden und ist damit doppelt so groß wie die DTES-Speicherkapazität in Variante 1 (vgl. 17 MWh_{th}). Dies folgt aus dem Ergebnis der Wärmebilanzrechnung.

Das Blockschaltbild (siehe Abbildung 17) veranschaulicht das Gesamtkonzept bzw. die Integration des Solarfeldes und des Kurzzeitspeichers. Im Sommerbetrieb wird der Hochtemperaturwärmetauscher entweder direkt aus dem Solarfeld oder dem Tagesspeicher mit Wärme versorgt.

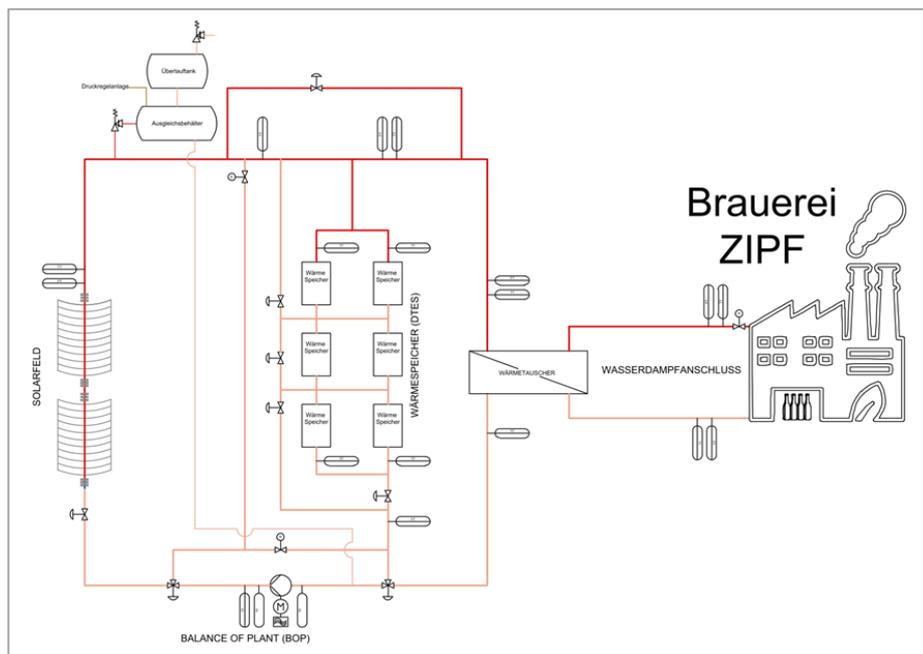


Abbildung 17: R&I-Schaubild des Versorgungskonzeptes (Variante 2)

Solarertragsanalyse & Anlagendimensionierung

Die Berechnung der Solarfeldgröße erfolgte anhand der bereitgestellten Lastprofile, der verfügbaren Landfläche und lokalen Sonneneinstrahlungswerten. Im Wesentlichen entspricht die Herangehensweise der von Variante 1. Für eine

detailliertere Beschreibung wird daher auf das Kapitel 0 und auf die gesamthafte Machbarkeitsstudie zur Brauerei Schwechat (C283260) verwiesen.

Das unter diesen Gesichtspunkten und mit der am Standort verfügbaren Solareinstrahlung geplante Solarfeld (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) entspricht in seiner Auslegung dem von Variante 1. Es besitzt

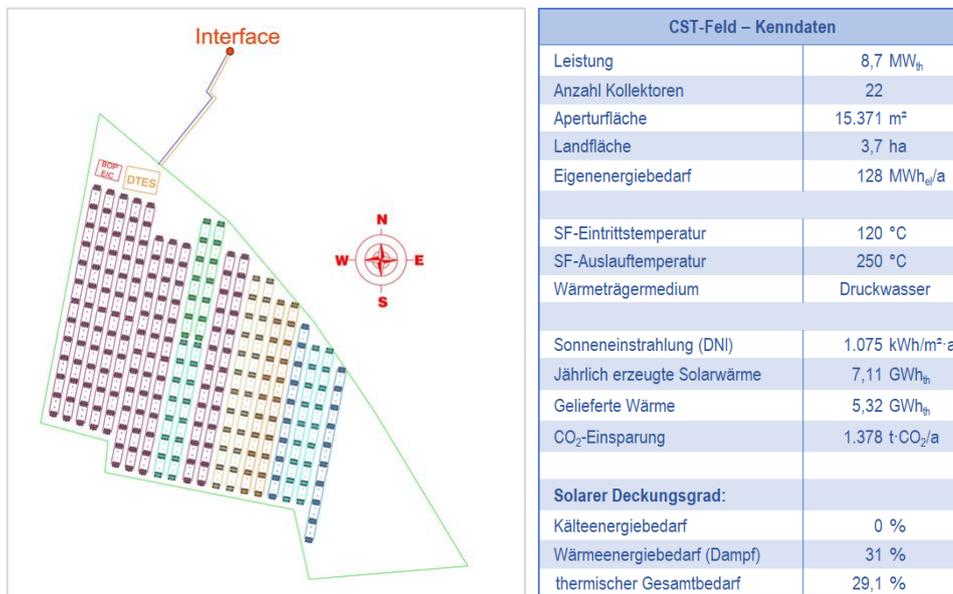


Abbildung 18: Layout des Parabolrinnen-Solarfeldes mit Kenndaten

daher ebenso eine Aperturfläche von etwa 15.371 m², erzeugt einen thermischen Energieoutput von ca. 7.105 MWh_{th} und besitzt eine Leistung von 8,7 MW_{th}. Aufgrund der deutlich größeren Tagesspeicherkapazität wird eine solare Dampf-Deckung von ca. 30,5% und somit eine CO₂-Einsparung von bis zu 1.378 t/a erreicht (CO₂ Äquivalent 0,22 t/MWh_{Gas}).

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 Umwälzpumpe im System notwendig, die eine ständige Zirkulation gewährleistet.

In der folgenden **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** wird die im Solarfeld erzeugte Wärme dem monatlichen Bedarf der Brauerei gegenübergestellt. Hieraus wird die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ersichtlich. Da in das Wärmeverteilungsnetz der Brauerei ausschließlich Hochtemperatur (Dampf)

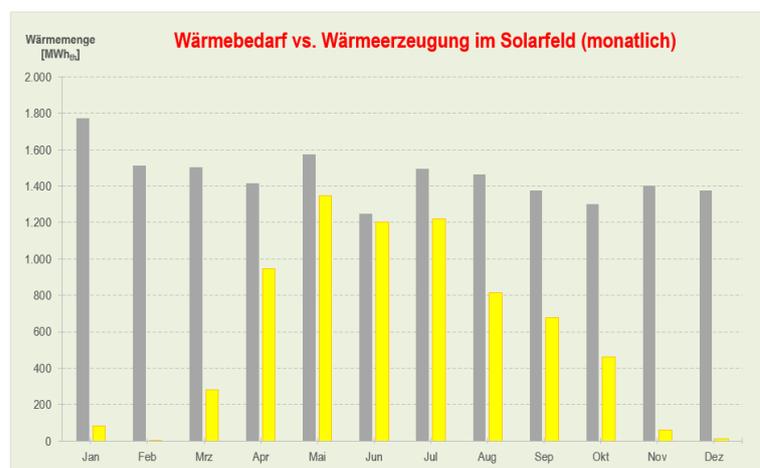


Abbildung 19: monatlicher Solarfeldertrag vs. Wärmeverbrauch

eingespeist werden kann, welche nicht wirtschaftlich sinnvoll saisonal bevorratet werden kann, ist es nicht möglich in den Monaten November bis März einen nennenswerten Verbrauch solarthermisch zu decken.

Die Simulation hat gezeigt, dass rund 49% der im Solarfeld erzeugten Wärme von der Brauerei Zipf sofort abgenommen werden kann. Dies entspricht rund 15% des Gesamtbedarfs der Brauerei Zipf. Die restlichen rund 51% Wärmeenergie aus dem Solarfeld werden dem Tagesspeicher bereitgestellt, welche die

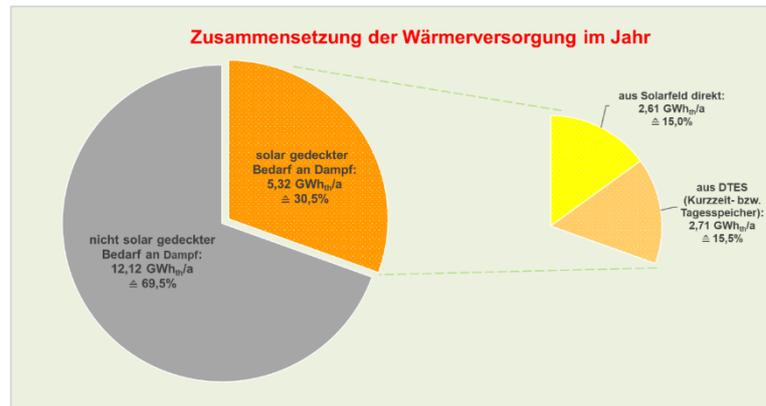


Abbildung 20: Anteilige Bereitstellung der Solarwärme

Wärmeenergie kurzfristig, z.B. bei Bewölkung oder nach Sonnenuntergang, an den sekundären Kreislauf abgibt.

Das Ziel der Betrachtung ist es, stets die wirtschaftlichste Lösung bzw. optimale Solarfeld-Auslegung zu finden. Zu viel produzierte Energie bleibt ungenutzt und verringert den Wirkungsgrad der Anlage. Eine zu geringe Energieerzeugung im Winter beschränkt die Bedarfsdeckung. Zwar würde durch eine Vergrößerung des Solarfeldes auch die solare Deckung erhöht werden, jedoch würden ebenfalls die Investitionskosten überproportional im Vergleich zum wirtschaftlichen Nutzen steigen. Des Weiteren würde die Kapazitätsgrenze der Speicher in sonnenreichen Monaten noch öfter erreicht, womit mehr Energiedumping entstehen würde. Dementsprechend wurden gezielt Simulationen mit dem Ziel durchgeführt, ein Optimum zwischen solarer Bedarfsdeckung und Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Dennoch musste zum Erreichen der beabsichtigten solaren Deckung von 30% in Kauf genommen werden, dass ein Teil der produzierten Wärme in den Sommermonaten ungenutzt bleibt. Dieser Anteil beläuft sich auf rund 1,68 GWh_{Dampf}. Er ließe sich reduzieren, indem das Solarfeld verkleinert würde. Die dadurch verringerte Anlagenleistung erzielt jedoch nicht mehr den angestrebten solaren Deckungsgrad.

Von den jährlich solarthermisch erzeugten 7.105 MWh_{th} sind schlussendlich etwa 5.322 MWh_{th} nutzbar. Eine Veranschaulichung des Energieflusses zeigt die

Fehler!

Verweisquelle

konnte nicht gefunden werden..

Die dargestellte Energie-menge für den

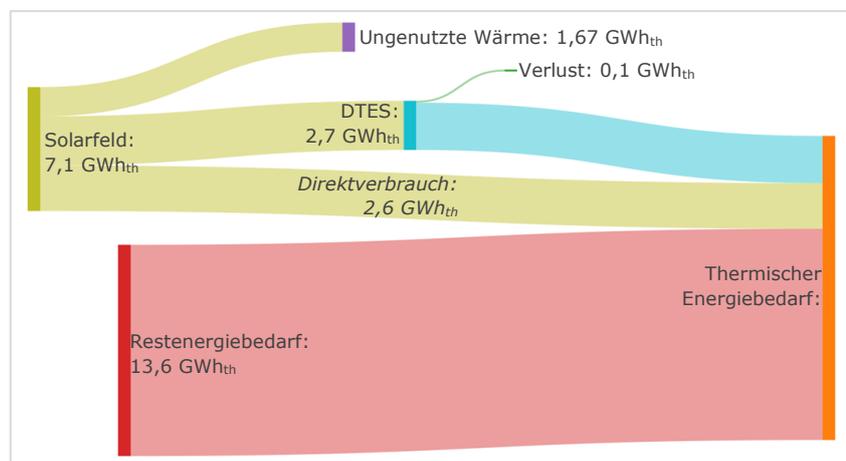


Abbildung 21: Energieflussbilanz (Variante 2)

DTES bezieht sich auf die thermische Energie, mit welcher die Speicher geladen werden. Die Wärmeverluste des Speichers betragen rund 4% der DTES-Speicherkapazität (ca. 0,11 GWh_{th}) pro Jahr.

In der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** wird die monatliche Bedarfsdeckung durch die verschiedenen Wärmequellen dargestellt. Während von April bis Oktober jeden Monat im Mittel rund 52,5% des Bedarfs solarthermisch gedeckt werden kann, wird von November bis März mit durchschnittlich nur 9% ein sehr geringer Anteil des Wärmebedarfs bereitgestellt. Der ungedeckte Dampfbedarf wird durch den Betrieb des Bestands-Kesselsystems bereitgestellt.

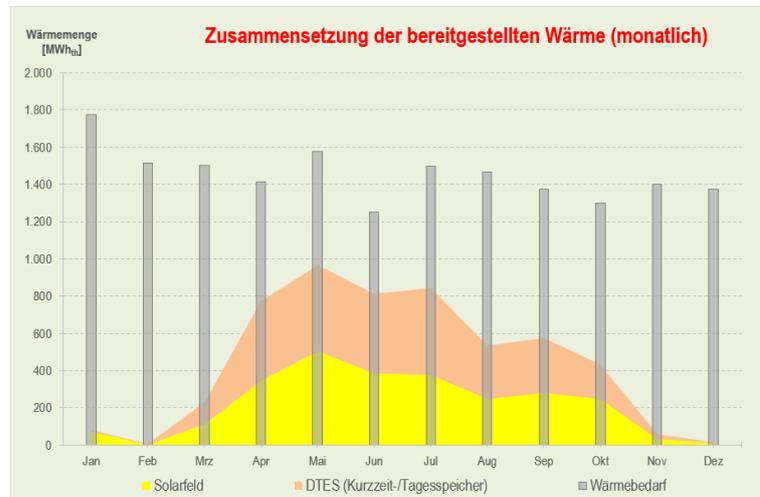


Abbildung 22: Monatlicher Wärmebedarf und Wärmebereitstellung

Ökonomische Betrachtung

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

Investitionskosten der Gesamtanlage

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 9,16 Mio. €. Die folgende **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt alle Einzelkomponenten der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil verursacht der Tagesspeicher mit rund 34%. 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 300.000 € berücksichtigt.

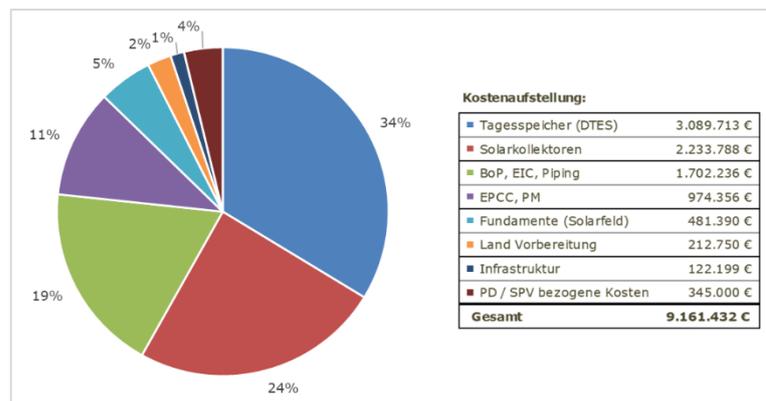


Abbildung 23: Investitionskosten (CAPEX) der Variante 2

Betriebskosten

Eine genaue Auflistung aller Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt die folgende Tabelle. Insgesamt belaufen sich die Kosten im Basisjahr bzw. zu Beginn der Laufzeit auf ca. 90.000 €. Die Kosten steigen jährlich um 2% (Inflationsaufschlag) und haben alle 5 Jahre einen Spitzenwert, da in diesem Zeitintervall eine größere Wartung geplant ist.

Der größte Anteil der Betriebskosten entfällt auf die Versicherung der gesamten Anlagentechnik (41%). Danach folgen die Stromkosten, welche dem Betrieb der Umwälzpumpen im Solarfeld sowie im Tagesspeicher zuzurechnen sind und anteilige Kosten von ca. 28% verursachen. Demgegenüber machen die reinen Bereitstellungskosten der benötigten Ersatzteile und Wartungskosten für das Solarfeld einen geringeren Anteil aus (ca. 20%).

Tabelle 3: Aufstellung der Betriebskosten (Var. 2)

Betriebskosten	Basispreis (Jahr 1)
1 O&M des Solarfeldes	17.960 €
2 O&M TTES	0 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	1.200 €
5 Buchhaltung	500 €
6 Steuerliche Beratung	500 €
7 Jährlicher Finanzbericht	500 €
8 Versicherungskosten	36.646 €
9 Eigener Stromverbrauch	25.503 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	500 €
11 Telefon und Internet	500 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	100 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	600 €
15 Vermögensverwaltung	500 €
Gesamt	85.009 €

Wärmegestehungskosten

Bei den in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellten Gestehungskosten, in Höhe von 84,66 €/MWh_{th}, handelt es sich um die Kosten über eine Laufzeit von 25 Jahren, welche mithilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Zusätzlich

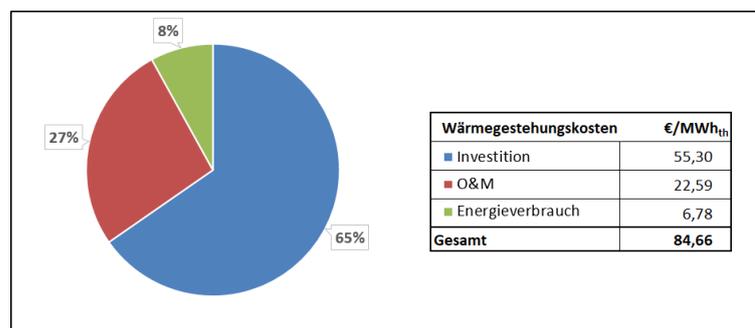


Abbildung 24: Wärmegestehungskosten (Var. 2)

werden die anteiligen Investitions- Betriebs- und Energieverbrauchskosten, bezogen auf die jährlich produzierte Wärmemenge der Solaranlage und den errechneten Wärmegestehungskosten der Variante 2, angegeben. So enthält eine gelieferte MWh_{th} Investitionskosten von 55,30 €, Betriebskosten von 22,59 € und Energiekosten (Strom) von 6,78 €. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 35%⁷ auf die Gesamtinvestitionskosten sowie ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer angenommen. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten sowie die allgemeine Inflation.

⁷ Durchschnittswert, da es sowohl Komponenten mit max. 30% und andere mit bis zu 50% Förderung gibt

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 11 Jahre. Ohne Förderung tritt der Kostenvorteil gegenüber dem Bestandssystem ab etwa 16,5 Jahren ein. Den, durch das Bestandssystem, verursachten Kosten wurde ein Gaspreis von 100 €/MWh_{Gas} sowie ein angenommener CO₂-Preis von 100 €/t zu Grunde gelegt. Es wurden darüber hinaus für das Bestandssystem keine Investitionskosten angesetzt, da sich dieses bereits im Besitz der Brau Union befindet. Zudem sind die Betriebskosten der Bestandsanlage nicht bekannt. Flößen diese mit in die Betrachtung ein, verkürzte sich die Amortisationszeit.

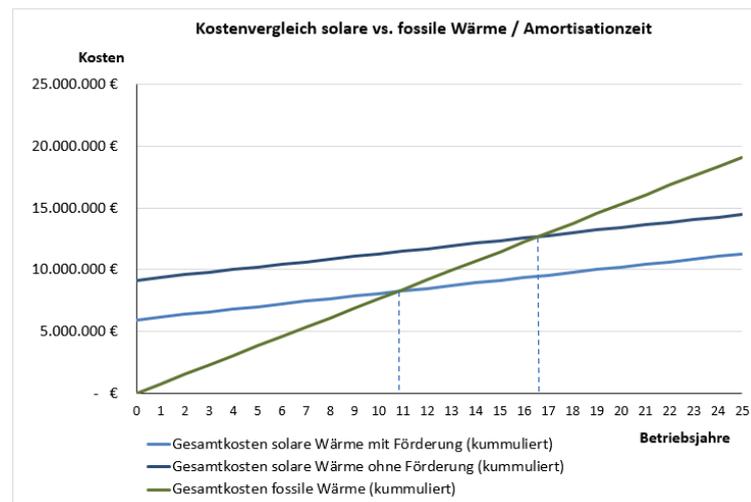


Abbildung 25: Amortisationszeit (Var. 2) vs. Referenztechnologie (Gas)

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 dem Kunden 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 m² 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 wie in Variante 1 nicht eindeutig beantwortet werden. Es gelten die gleichen Parameter bzgl. Verfügbarkeit von Ressourcen, Stabilität der Weltwirtschaft, Verantwortung an eine umweltgerechte Energieerzeugung und der zum jetzigen Zeitpunkt nicht einzuschätzende Anstieg der CO₂-Bepreisung für fossile Energieträger.

In Hinblick auf die technische Multiplizierbarkeit ist die Parabolrinnen-Anlage äußerst vielseitig einsetzbar. Das System ersetzt konventionelle Boiler-Systeme und speist solarerzeugten, erneuerbaren Dampf in das vorhandene Verteilsystem ein. Aufgrund der sehr einfachen Prozessintegration, bei welcher das

Bestandssystem i.d.R. größtenteils unberührt bleibt, lässt sich das hier dargestellte Konzept auf jegliche Industrie mit ähnlichen Anforderungen übertragen. Einzige Voraussetzung ist, dass genügend Freifläche in der Nähe des Abnehmenden zur Verfügung steht.

Rahmenbedingungen

Die generellen Rahmenbedingungen sind die gleichen wie für Variante 1. Ebenso gelten die gleichen Risiken, da sich der Entfall des TTES und der Wärmepumpe sowie die Vergrößerung des DTES nicht auf die Kriterien der Bewilligungen auswirken.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Beide solarthermischen Lösungen sind am Standort Zipf technisch umsetzbar. Sie besitzen teilweise gleiche Kenngrößen wie eine Gesamtkollektorfläche von 15.371 m², eine Nennleistung von ca. 8,7 MW_{th} sowie eine solare Deckung von ca. 29%. Die Simulations- und Berechnungsergebnisse beider Varianten werden die Ergebnisse in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Vergleich Varianten-spezifischer Kenndaten

Variante 1 „CST mit Tages- & Saisonalpeicher“	Variante 2 „CST mit Tagesspeicher“
<ul style="list-style-type: none"> Nennleistung: 8,7 MW_{th} Aperturfläche: 15.371m² <u>Solare Deckung:</u> Kälteenergiebedarf 100% Wärmeenergiebedarf Dampf 22,1% Gesamt 29,1% gelieferte Wärme: 5,57 GWh_{th}/a Mit Tages- & Langzeitspeichersystem (DTES/TTES) Mit Wärmepumpe Mit Kältemaschine Investitionskosten (o.F.): 10,45 Mio. € Betriebskosten (Jahr 1): 0,126 Mio. € 	<ul style="list-style-type: none"> Nennleistung: 8,7 MW_{th} Aperturfläche: 15.371m² <u>Solare Deckung:</u> Kälteenergiebedarf 0% Wärmeenergiebedarf Dampf 30,5% Gesamt 29,1% gelieferte Wärme: 5,32 GWh_{th}/a Mit Tagesspeichersystem (DTES) Ohne Wärmepumpe Ohne Kältemaschine Investitionskosten (o.F.): 9,16 Mio. € Betriebskosten (Jahr 1): 0,085 Mio. €

Variante 1 teilt die gelieferte Wärmemenge von 5,57 GWh_{th} auf die Kälte- und Wärmeerzeugung des Kunden auf. Dabei kann der Kältebedarf des Kunden von ca. 1,02 GWh_{th} zu 100% und der Wärmebedarf zu 22,1% durch das Solarfeld gedeckt werden. Insgesamt kommt Variante 1 auf einen solaren Deckungsgrad von 29,1%. Variante 2 erzielt ebenfalls einen solaren Deckungsgrad von 29,1%. Es erfolgt keine Deckung des Kältebedarfs. Dafür werden, entgegen der Variante 1, die gesamten 5,32 GWh_{th} für die Wärmeenergiebedarfsdeckung verwendet, welche zu 30,5% durch das Solarfeld gedeckt werden.

Abbildung 26 zeigt die spezifischen Wärmegestehungskosten beider Varianten (inkl. Förderungen). Dabei wurden die Investitions-, Betriebs- und Energieverbrauchskosten bezogen auf die jeweilige jährliche Wärmeproduktion und errechneten Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten gegenübergestellt. Dabei wurde eine Nutzungsdauer der Anlage von 25 Jahren angenommen.

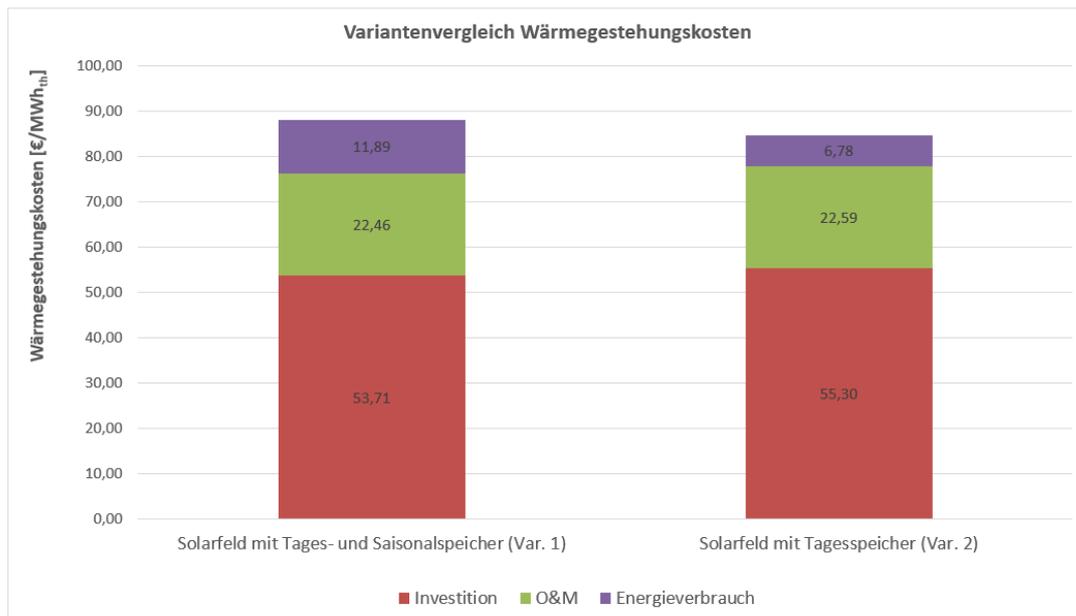


Abbildung 26: Vergleich der Wärmegestehungskosten

Die errechneten Wärmegestehungskosten der Variante 1 sind mit 88,06 €/MWh_{th} um 3,40 € teurer als die der Variante 2. Grund hierfür sind die zusätzlich benötigten Systemkomponenten wie TTES, Wärmepumpe und Kältemaschine der Variante 1 und die damit verbundenen höheren Investitionskosten von ca. 1,3 Mio. €. Gleiches gilt für die jährlichen Betriebskosten. Bei Variante 1 liegen diese mit rund 126.000€ ca. 50% höher als die der Variante 2 mit ca. 85.000 €. Bei den variantenabhängigen relativen Kosten sind die Investitions- und Betriebskosten der Variante 2 jedoch höher als bei Variante 1. Zwar sind die absoluten Investitionskosten der Variante 1 höher, aufgrund der Wärmepumpe erzeugt diese Variante jedoch mehr Wärmeenergie, was die Mehrausgaben relativiert.

Beide Varianten liegen mit ihren Wärmegestehungskosten somit nah beieinander, sodass hieraus noch keine eindeutige Empfehlung ableitbar ist.

Als zusätzliches Kriterium kann das Fehler- und Ausfallrisiko der zusätzlichen Systemkomponenten in Variante 1 (TTES, Wärmepumpe, Kältemaschine) sowie den größeren Platzbedarf des TTES berücksichtigt werden. Damit könnte eine Empfehlung für die Variante 2 gegeben werden. Dies würde bedeuten, dass die Kälteerzeugung der Brauerei Zipf nicht solarthermisch realisiert wird. Hier muss die Brauerei abwägen, was besser zu ihren Interessen passt.

Für Variante 1 spricht der saisonale Speicher in Kombination mit der Wärmepumpe, der bei längeren zeitlichen Abschnitten ohne signifikante Sonneneinstrahlung die Bereitstellung von Wärmeenergie sicherstellen kann, sofern dieser vorher beladen wurde.

Die Herausforderung zur Realisierung der solarthermischen Anlage wird die Genehmigung zur Flächenumwidmung bei den Behörden sein. Hierbei ist ein wesentlicher Vorteil von Parabolrinnenanlagen, dass nur ein kleiner Teil der Fläche versiegelt wird, wodurch der Großteil für eine sekundäre Nutzung weiterhin zur Verfügung steht. Als Grünfläche bietet das Gelände beispielsweise Möglichkeiten zur landwirtschaftlichen Nutzung durch Weidetiere (Schafe und Ziegen) und

Imkern. Ebenso bietet sie einen Lebensraum für diversen Insekten und hilft dazu bei, natürliche Biotop zu bilden. Dazu sind mit ortsansässigen Landwirten bzw. Landwirtschaftskammer noch vertiefende Gespräche zu führen.

Schlussendlich kann festgehalten werden, dass beide Varianten ihr Für und Wider haben. Eine Entscheidung welche die bessere ist, kann aus Sicht der Solarlite nicht getroffen werden. Die wirtschaftlichen Aspekte legen nahe Variante 2 zu wählen, da diese geringere Investitions-, Betriebs- und Wärmegestehungskosten besitzt. Da die Wärmegestehungskosten der beiden Varianten jedoch nur um 4% voneinander abweichen und gewisse Toleranzen in der Berechnung unausweichlich sind, kann dieser Aspekt fast vernachlässigt werden. Letztlich muss zusammen mit der Brauerei Zipf entschieden werden, ob eine 100% solare Deckung des Kältebedarfs zusammen mit einer anteiligen solaren Deckung des Wärmebedarfs oder eine höhere anteilige Deckung des Wärmebedarfs besser in das Geschäftsmodell passt.

C) Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan

Projektlauf- und Meilensteinplanung

Für die gesamte Umsetzung des Projektes (Variante 2) ab Genehmigungsplanung beträgt die gesamte Dauer etwa 18 Monate (siehe Abbildung 27). Das Anfangsdatum soll repräsentativ betrachtet werden, da es zum jetzigen Zeitpunkt noch keine vertragliche Einigung gibt.

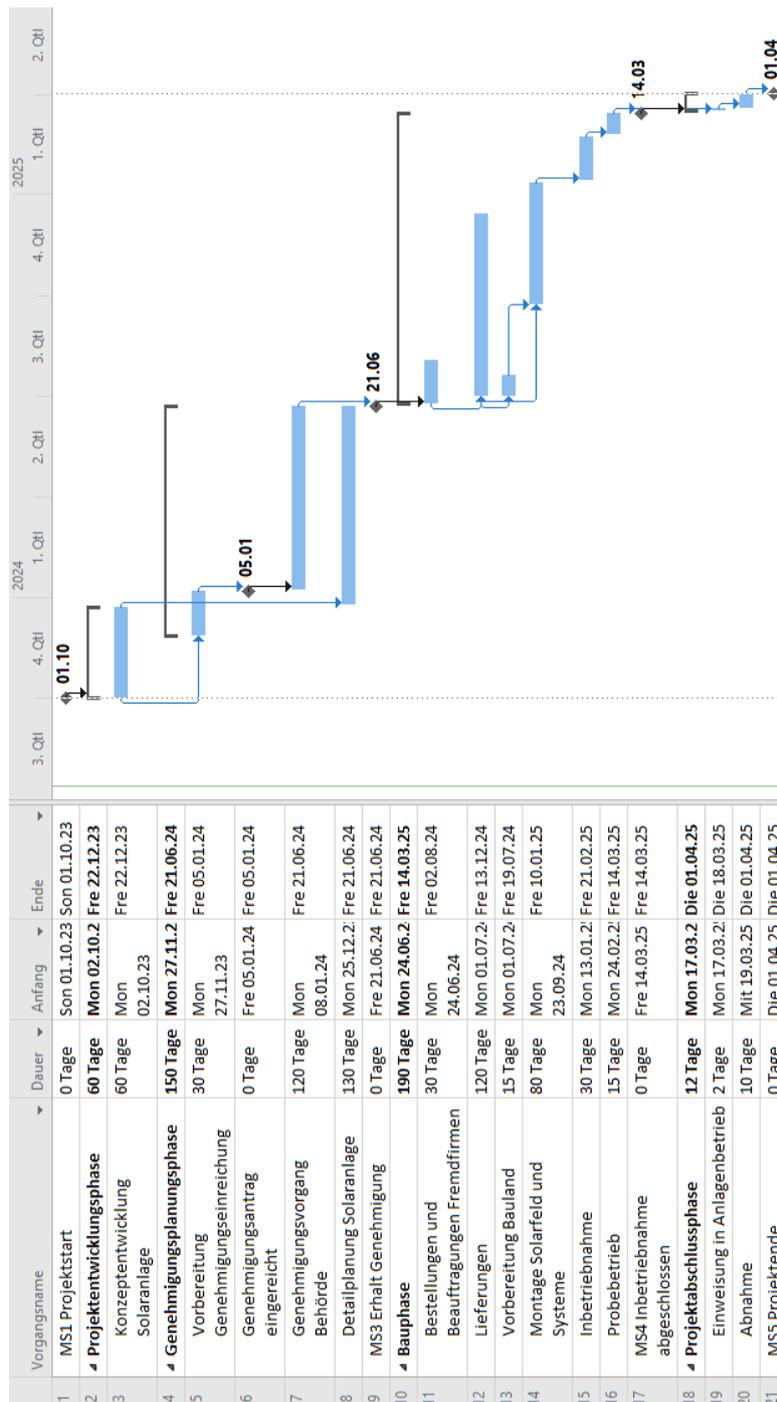


Abbildung 27: Zeitplan für Variante 2

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.