

# Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes  
Solarthermie – solare Grossanlagen

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Projekttitel:</b>	Solarthermische Parabolrinnenanlage zur Prozessdruckwasserversorgung der Firma Fundermax GmbH
<b>Programm inkl. Jahr:</b>	Solare Großanlagen 2022
<b>Dauer:</b>	01.08.2022 bis 31.07.2023
<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, Dampfversorgung, Kälteversorgung, saisonaler Speicher
<b>Auftragssumme:</b>	65.000,00 €
<b>Klimafonds-Nr:</b>	C283264
<b>Erstellt am:</b>	06.07.2023

## Inhalt

A) Projektdaten .....	1
B) Projektübersicht .....	3
1 Kurzfassung .....	3
2 Hintergrund und Zielsetzung .....	4
3 Projekttinhalt und Ergebnisse .....	6
3.1 Variante 1 „CST <sup>2</sup> mit Tagesspeicher und 50% solarer Deckung“ .....	6
3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept .....	6
3.1.2 Ökonomische Betrachtung .....	10
3.1.3 Rahmenbedingungen .....	14
3.2 Variante 2 „CST ohne Tages-/ Saisonalspeicher mit ca. 10% .....	19
solarer Deckung“ .....	19
3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept .....	19
3.2.2 Ökonomische Betrachtung .....	23
3.2.3 Rahmenbedingungen .....	26
4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	27
C) Projektdetails .....	29
5 Umsetzungsplan der Solaren Großanlage .....	29
6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten .....	30

## B) Projektübersicht

### 1 Kurzfassung

In der vorliegenden Machbarkeitsstudie soll die solarthermische Unterstützung bei der Prozesswasserversorgung der Produktion (Werk 3) der Firma Fundermax in St. Veit an der Glan untersucht werden.

Hierzu wurden zwei verschiedene Varianten der solaren Nutzung untersucht und miteinander verglichen. Die erste Variante ist dadurch gekennzeichnet, dass diese bei vorgegebenen Potenzialflächen nördlich des Werkes 3 eine möglichst hohe solare Deckung erzielen soll. Die zweite Variante verfolgt den Ansatz einer unterstützenden solarthermischen Produktion mit einem eher geringen Anteil solarthermischer Deckung von rund 10%. Der Vorteil dieser Variante liegt in dem deutlich geringeren Ressourcenverbrauch, wie z.B. einem geringeren Flächenbedarf sowie einem Solarfeld ohne jegliche Speicherlösung.

Für beide Varianten wurden die Komponenten und Systeme festgelegt, welche für die Konzepte jeweils benötigt werden. Aus den technischen Konfigurationen des Solarfeldes und ihrer Komponenten, wie z.B. Speicherlösungen, wurde zusammen mit der ermittelten Sonneneinstrahlung die bereitgestellte solare Wärmeleistung ermittelt. Dieser wurde der stündliche Wärmebedarf der Firma Fundermax gegenübergestellt. Aus dem technischen Aufbau der Varianten konnten Investitionskosten und Betriebskosten ermittelt werden. Die Erträge ergeben sich aus der Sonneneinstrahlung sowie der Solarfeldgröße. Durch die ermittelten Erträge, Investitions- und Betriebskosten, konnten, ergänzt durch verschiedene Annahmen bei der Finanzplanung (Zinsen, Förderung, Projektlaufzeiten), die jeweiligen Wärmegestehungskosten ermittelt werden.

Neben diesen technisch-wirtschaftlichen Aspekten wurden zudem rechtliche, speziell genehmigungsrechtliche Aspekte, untersucht und deren Risiken im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie grob bewertet. Diese Bewertung kommt zu dem Ergebnis, dass die größten genehmigungsrechtlichen Risiken in der aktuellen Flächenwidmung (Landwirtschafts- und Forstflächen) der Potentialflächen liegen. Jedoch werden Möglichkeiten aufgezeigt, wie durch Ausgleichsflächen und Sekundärnutzung der Solarparkfläche den naturschutzrechtlichen Risiken entgegengewirkt werden kann.

Zu guter Letzt wird durch eine grobe Projektablaufplanung mit Meilensteinen aufgezeigt, welchen Planungshorizont dieses Vorhaben hat, welche Kosten zu welchem Zeitpunkt anfallen und wie diese finanziert werden könnten. Folgende Kennzahlen und Fakten sind in der Machbarkeitsstudie erarbeitet worden:

- Variante 1 (Solar mit Tagesspeicher und 50% solarer Deckung) hat Investitionskosten von 39,32 Mio. €
- Variante 2 (Solar ohne Speicher und 10% solarer Deckung) hat Investitionskosten in Höhe von 5,84 Mio. €.
- Die jährlichen Betriebskosten für Variante 1 sind mit 454.707 € sechsmal höher als für Variante 2 mit rund 78.500 €
- Die Wärmegestehungskosten von Variante 1 liegen ohne Förderung bei

- 53,73 €/MWh bei einer Betriebsdauer von 25 Jahren. Bei Variante 2 sind es 37,08 €/MWh.

## 2 Hintergrund und Zielsetzung

Fundermax ist Weltmarktführer für hochwertige Fassadenplatten und Anbieter dekorativer Produktpaletten für den Innenausbau. Fundermax blickt auf eine 130-jährige Unternehmensgeschichte zurück und generiert mit ca. 1.400 Mitarbeiter:innen weltweit einen Jahresumsatz von 430 Mio. €. Mit modernsten Produktionsstätten an vier Standorten (St. Veit an der Glan/Kärnten, Wiener Neudorf/Niederösterreich, Neudörfel/Burgenland und Ranheim/Norwegen) setzt Fundermax konsequent auf nachhaltige Werkstoffe aus natürlichen Rohstoffen. Die Produktionsstätte St. Donat (Werk 3 St. Veit) soll mit einer konzentrierenden Parabolrinnenanlage und optimiertem Speicher, für Tagesschwankungen in der Solareinstrahlung, eine höchstmögliche solare Deckung erreichen. Fundermax sucht nach regenerativen Energielösungen, um die energieintensiven Prozesse ihrer Fertigungsstätten zu dekarbonisieren. Der Einsatz von solarthermisch erzeugter Wärme führt zudem zu einer gesicherten Energieversorgung, welche besonders in der aktuellen geopolitischen Lage (Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern) die Erreichung der Unternehmensziele beeinflussen kann. Auch sieht Fundermax einen Vorteil der konzentrierenden Solarthermie in der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeit mit anderen Energieeffizienzmaßnahmen (die ggf. zukünftig durchgeführt werden), da sich die Prozessparameter der Anlage nachträglich justieren lassen.

### Rahmenbedingungen des bestehenden Systems:

Für die Erzeugung des Gesamtwärmebedarfs der Produktion ist ein Gaskesselsystem mit einer Gesamtleistung von 20 MW<sub>th</sub> (2 x 10 MW<sub>th</sub>) und einem Wirkungsgrad von 0,85 installiert. Der jährliche Wärmeenergiebedarf liegt bei ca. 61,74 GWh<sub>th</sub>/a.

Als Grundlage für die Vorauslegung wurde von der Fundermax GmbH das Gasverbrauchsprofil für das Jahr 2021 bereitgestellt (siehe Abbildung 1). Der Wärmebedarf ist größtenteils kontinuierlich, mit Ausnahme einer 10-tägigen Unterbrechung im August und einem gelegentlichen Absenken des Wärmebedarfs. Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades ergibt sich ein entsprechender jährlicher Wärmeenergiebedarf von ca. 61,74 GWh<sub>th</sub>.

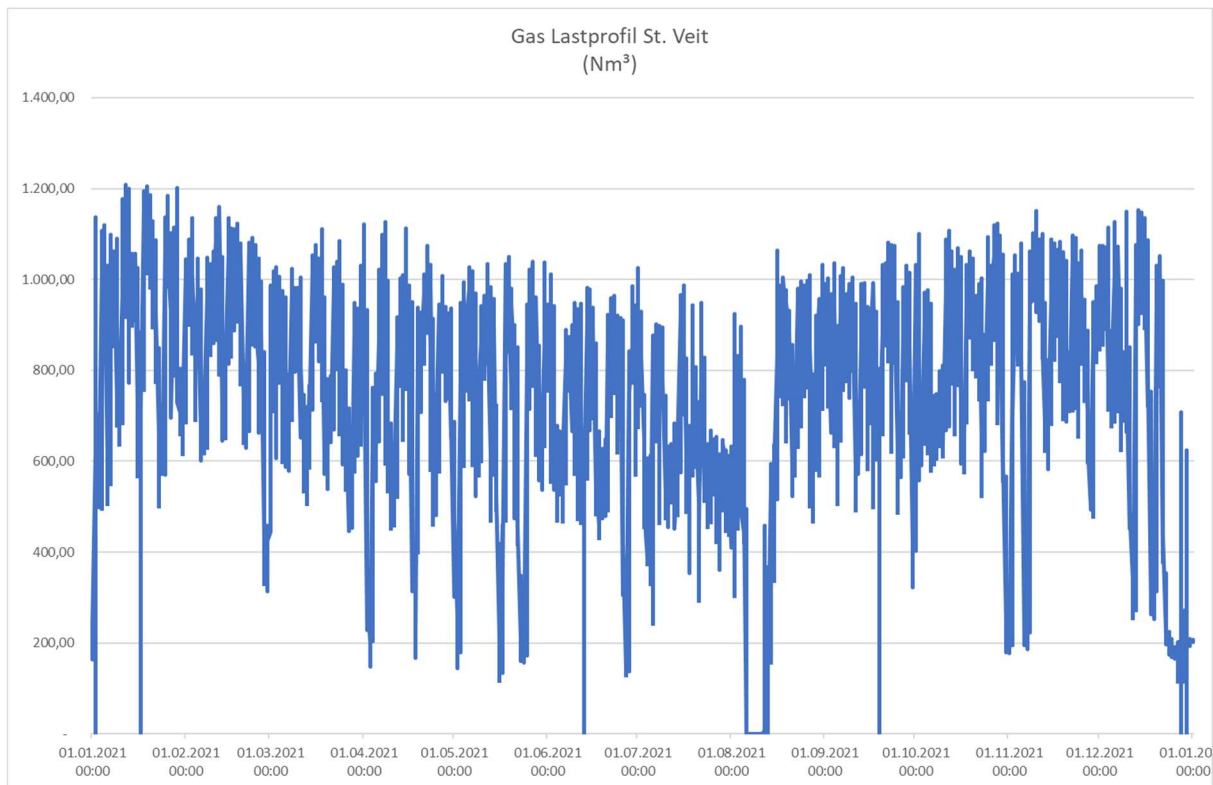


Abbildung 1: Gasverbrauch Fundermax St. Veit, Werk 3 2021 (Quelle: Fundermax GmbH)

Die Produktion Fundermax Werk 3 benötigt für ihre unterschiedlichen Prozesse Druckwasser bei einer Temperatur von 205°C – 210°C und einem Druck von 23,9 bar. Alle Abnahmestellen, bis auf Presse RK5 (rechts im Bild), benötigen die gleichen Prozessparameter. Die Presse RK5 wird auf einem etwas geringeren Temperaturniveau gefahren, ist aber durch einen Wärmetauscher an das gleiche Verteilernetz angeschlossen. Abbildung 2 zeigt schematisch den Prozessaufbau der Anlage.

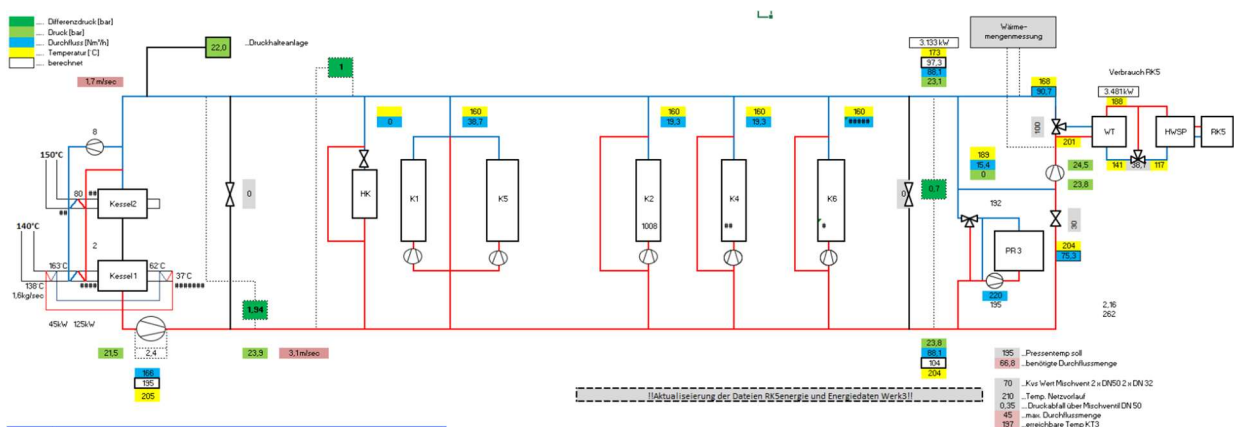


Abbildung 2: Prozessschaltbild Fundermax Werk 3 (Quelle: Fundermax GmbH)

## 3 Projektinhalt und Ergebnisse

Für den Wärmebedarf der Fundermax GmbH wurden zusätzlich zum reinen Solarfeld zunächst sowohl Tages- als auch Saisonalspeicher in Betracht gezogen. Für den erforderlichen Temperaturbereich von ca. 205-210°C existiert jedoch kein wirtschaftlich attraktiver Langzeitspeicher, wie z.B. ein Erdbeckenspeicher, da in diesem nur Temperaturen bis maximal 85°C gespeichert werden können. Eine, über die anvisierten potentiellen Flächen nördlich des Werkes 3, weitere Vergrößerung der Solarfläche würde bedeuten, dass in den sonnenarmen Monaten zwar mehr Energie zur Verfügung gestellt werden, jedoch im Sommer ein großer Teil der produzierten Energie nicht genutzt werden könnte. Dies würde zwar die solare Deckung verbessern, jedoch die Investitionskosten überproportional im Vergleich zum wirtschaftlichen Nutzen erhöhen.

Daher wird zur Generierung der in dieser Machbarkeitsstudie zu untersuchenden Varianten folgender Ansatz gewählt:

Mit Variante 1 soll auf vorhandenen Potenzialflächen im Norden eine solare Deckung des Wärmebedarfs von ca. 50% erreicht werden. Weiterhin soll die Wärmeversorgung durch einen Tagesspeicher optimiert werden.

Bei Variante 2 liegt der Fokus auf der Optimierung des Solarfeldes hinsichtlich möglichst geringer Investitionskosten und gleichzeitig der Erreichung einer maximalen solaren Deckung ohne Verwendung jeglicher Wärmespeicher.

Von besonderem Interesse sind die verschiedenen Wärmegestehungskosten, welche sich durch die verschiedenen Ansätze der zu untersuchenden Varianten ergeben. Diese sollen in dieser Machbarkeitsstudie verglichen werden.

### 3.1 Variante 1 „CST<sup>2</sup> mit Tagesspeicher und 50% solarer Deckung“

#### 3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Die Berechnung der Solarfeldgröße erfolgte anhand der bereitgestellten Lastprofile und der verfügbaren Landfläche. Als Ergebnis konnte ein Solarfeld mit einer Fläche von rund 80.000 m<sup>2</sup> mit einer installierten thermischen Leistung von ca. 45 MW ermittelt werden.

Die Grundlagenberechnung wurde mit dem Solarlite internen Berechnungsprogramm erstellt, welches vom DLR<sup>1</sup> verifiziert wurde. Als Basis für die Solareinstrahlung wurde die öffentlich zugängliche Plattform HelioClim-3 (<https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free>) genutzt – Direktstrahlung (DNI) = 1.270 kWh/m<sup>2</sup>/a.

---

<sup>1</sup> DLR: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

Die Anlage erzeugt eine thermische Energiemenge von ca. 31 GWh/a und erreicht eine solare Deckung von ca. 50%. Somit wird eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von bis zu 8.000 t/a erreicht (CO<sub>2</sub> Äquivalent 0,22 t/MWh<sub>Gas</sub>).

Um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erhalten, wird ein Kurzzeitspeicher in das System integriert. Der Speicher wird aus mehreren Stahltanks bestehen, die in den Solarfeldkreislauf integriert werden. Die Speicherkapazität soll auf ca. 102 MWh<sub>th</sub> ausgelegt werden. Dies folgt aus dem Ergebnis der Wärmebilanzrechnung.

Tabelle 1 listet die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes auf.

Tabelle 1: Parabolrinnen-Solarfeld Kenndaten

CST-Feld – Kenndaten		
Leistung	44,67	MW <sub>th</sub>
Anzahl Kollektoren	96	
Aperturfläche	79764 m <sup>2</sup>	
Landfläche	15,7	ha
Eigenenergiebedarf	900 MWhel/a	
SF-Eintrittstemperatur	170 °C	
SF-Auslauftemperatur	250 °C	
Wärmeträgermedium	Druckwasser	
Sonneneinstrahlung (DNI)	1270 kWh/m <sup>2</sup> ·a	
Jährlich erzeugte Solarwärme	45,21	GWh <sub>th</sub>
Gelieferte Wärme	30,933	GWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> -Einsparung	8006,2	t·CO <sub>2</sub> /a
Solaranteil	~50 %	

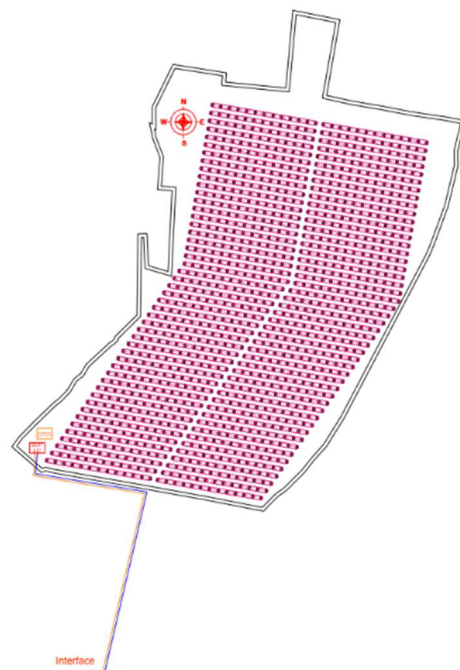


Abbildung 3: Layout des Solarfeldes – Variante 1

Das Solarfeld besteht aus 96 Kollektoren vom Typ HYT6000 mit einer gesamten Aperturfläche von 79.764 m<sup>2</sup>. Die Aperturfläche beschreibt dabei die rein durch Spiegelkollektoren bedeckte Fläche.

Das Gesamtkonzept ist in Abbildung 4 dargestellt.



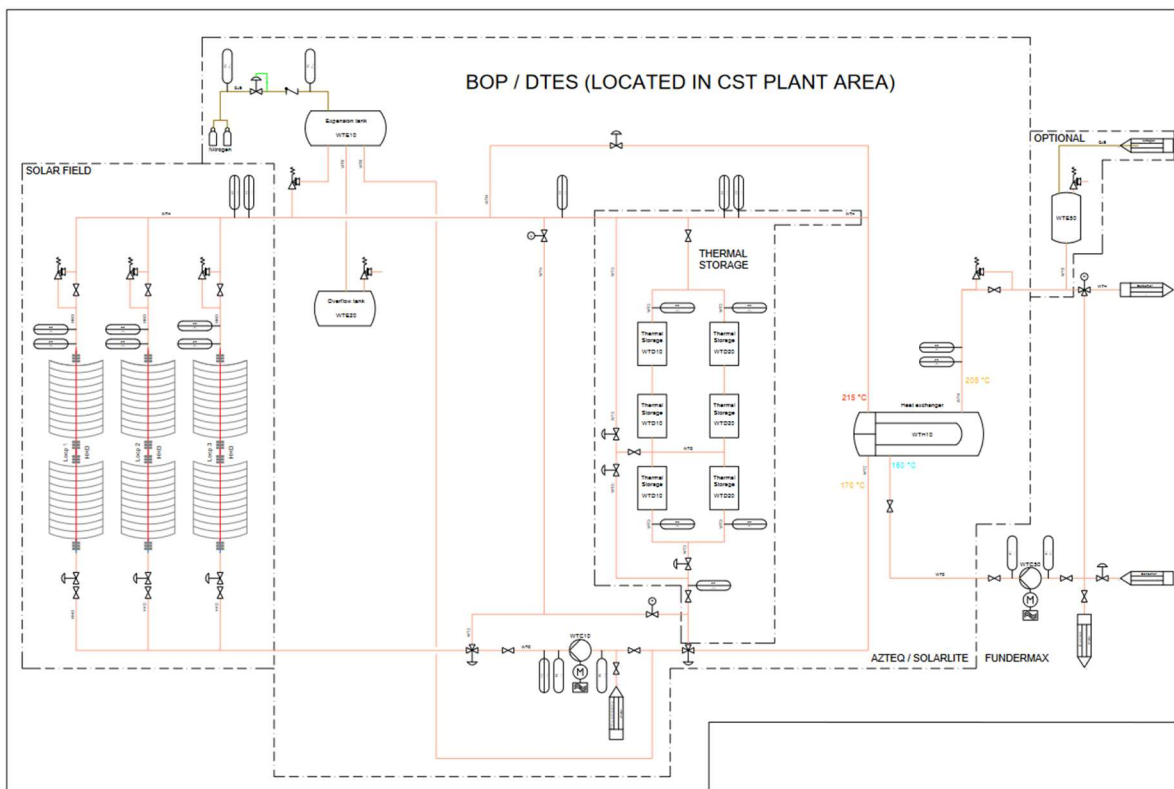


Abbildung 4: Blockschaltbild Gesamtkonzept – Variante 1

Der Tagesspeicher wird mit der überschüssigen Sonnenenergie aus dem Solarfeld mit Wärme versorgt. In Zeiten, in denen weder direkte thermische Energie durch das Solarfeld, noch durch gespeicherte Wärmeenergie aus dem Tagesspeicher (DTES) an den Verbraucher geliefert werden kann, werden fehlende Energiemengen durch das bestehende Gaskesselsystem bereitgestellt.

Hierzu soll die Prozessintegration der Solarthermieanlage in das bestehende Wärmenetz über die Kesselspeiseleitung erfolgen. Somit ist gewährleistet, dass bei fehlendem Solareintrag die Bestandsessel automatisch die benötigte Restenergie zur Verfügung stellen.

Als Wärmeträgermedium soll Druckwasser zum Einsatz kommen, da der Kunde Druckwasser benötigt und da dieses gegenüber Thermoölen, aufgrund der Umweltverträglichkeit, leichter zu genehmigen und zudem kostengünstiger ist. Die erzeugte thermische Energie des Solarfeldes wird über einen Wärmetauscher an den Prozesskreislauf der Fundermax GmbH übertragen. Um ein Erstarren des Wassers bei Minusgraden zu vermeiden, ist jedoch eine zentrale Begleitheizung oder eine Umwälzpumpe im System notwendig, die eine ständige Zirkulation gewährleistet.



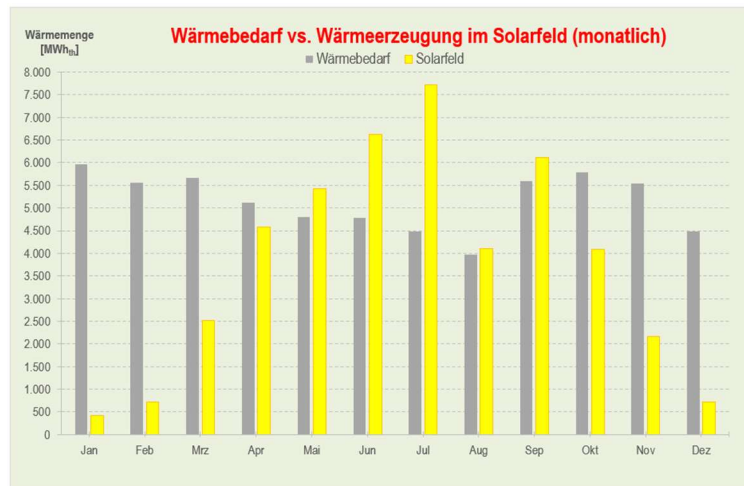


Abbildung 5: monatlicher Solarfeldertrag vs. Wärmeverbrauch

Die Simulation hat gezeigt, dass etwa ein Drittel der im Solarfeld erzeugten Wärme von der Fundamax GmbH sofort abgenommen werden kann. Dies hat zur Folge, dass ca. zwei Drittel der erzeugten Wärme zur späteren Verwendung zwischengespeichert werden muss. Aufgrund des limitierten Speichervermögens des Kurzzeitspeichers bleibt eine solare thermische Energie in Höhe von ca. 14,28 GWh/a ungenutzt (Dumping) (siehe Abbildung 6).

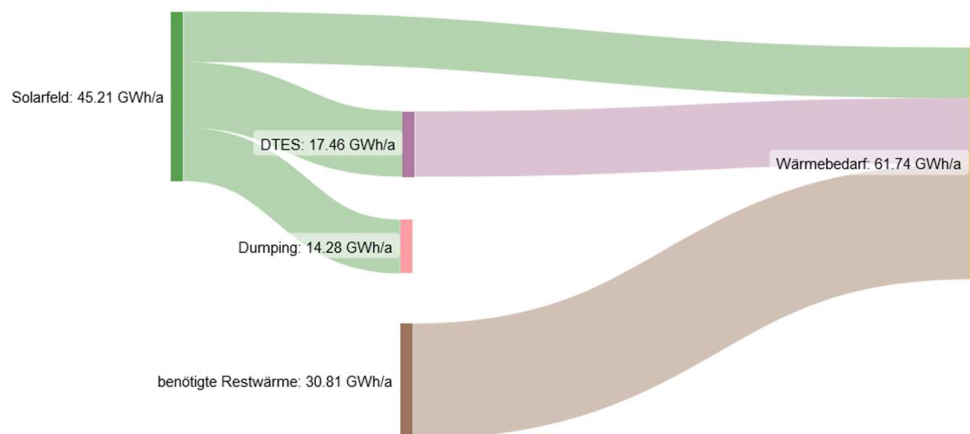


Abbildung 6: Energieflussbilanz

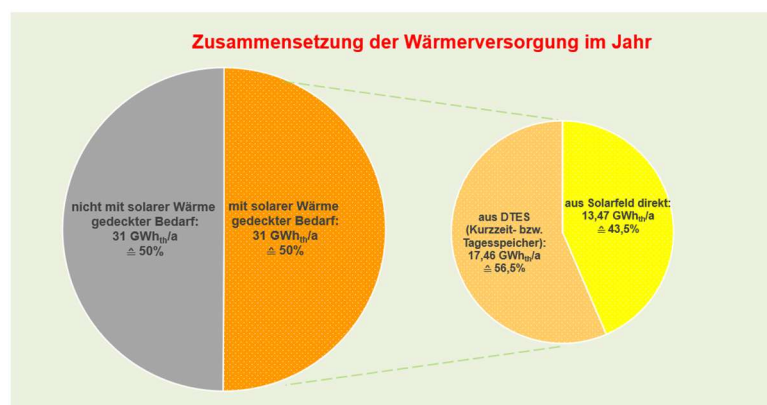


Abbildung 7: anteilige Bereitstellung der Wärme

In der Abbildung 8 wird die monatliche Bedarfsdeckung durch die verschiedenen Wärmequellen dargestellt. Zwischen den Monaten April bis Oktober wird ein Großteil des gesamten Wärmebedarfs solarthermisch gedeckt.

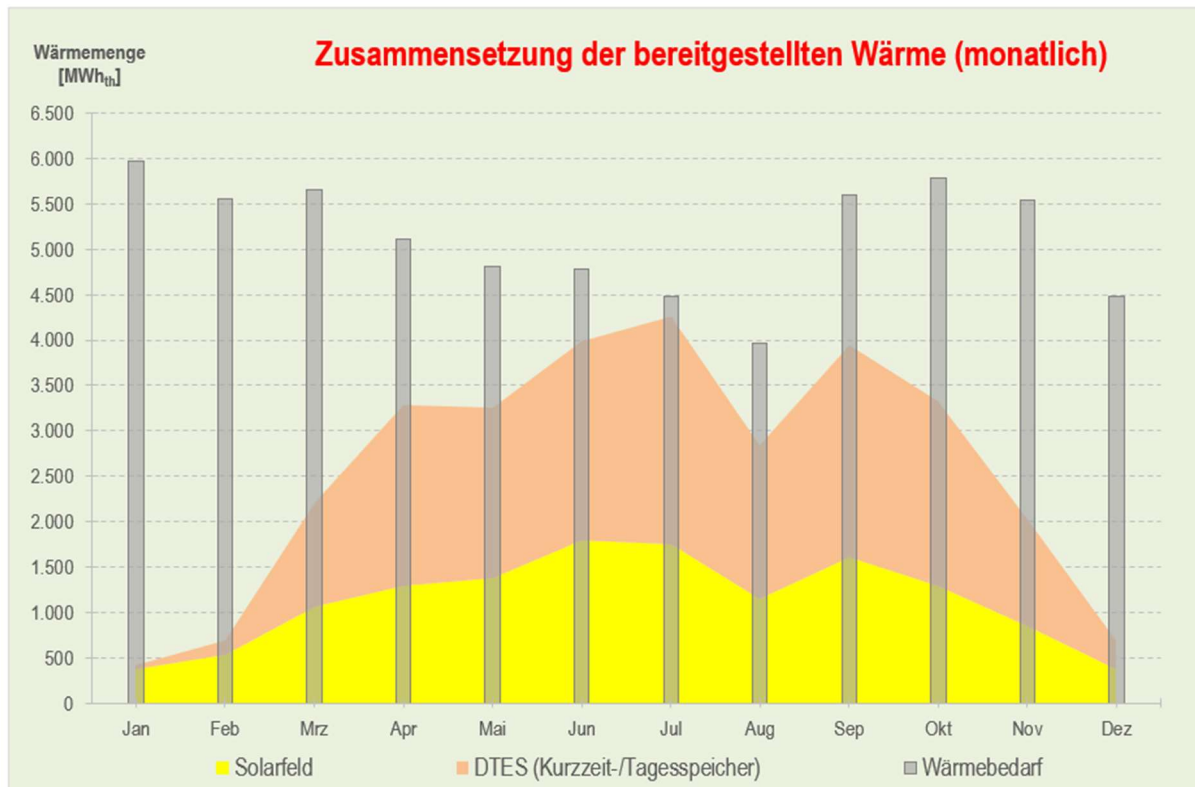


Abbildung 8: Monatlicher Wärmebedarf und Wärmebereitstellung

### 3.1.2 Ökonomische Betrachtung

#### Investitionskosten der Gesamtanlage

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 39,32 Mio. €. Abbildung 9 zeigt alle Einzelkomponenten der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil hat der Tagesspeicher mit rund 34%. Da es sich bei dem Konzept nicht um einen Liefervertrag einer Gesamtanlage, sondern um einen Wärmeliefervertrag mit der Fundermax 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. Weiterhin werden der Kauf oder die Pacht der erforderlichen Grundstücksfläche nicht in den Investitionskosten berücksichtigt. Hier ist angenommen, dass die Grundstücksbeschaffung im Scope des Kunden liegen wird.

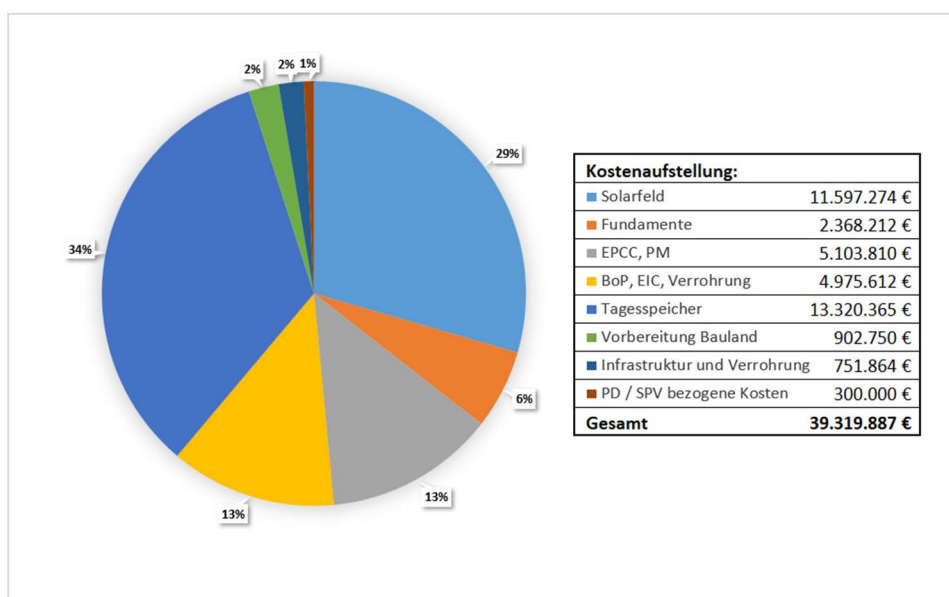


Abbildung 9: Aufteilung der Gesamtinvestitionskosten

## Betriebskosten

Eine Auflistung der Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt Tabelle 2. Insgesamt belaufen sich diese im Basisjahr bzw. zu Beginn der Laufzeit auf rund 454.700 €. 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 180.000 €. Ein weiterer Kostenfaktor ist die Versicherung der gesamten Anlagentechnik.

Tabelle 2: Aufstellung der Betriebskosten (OPEX)

Betriebskosten	Basispreis (Jahr 0)
1 O&M des Solarfeldes	68.422 €
2 O&M PTES	0 €
3 O&M Kältemaschine & HP	0 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	12.000 €
5 Buchhaltung	5.000 €
6 Steuerliche Beratung	5.000 €
7 Jährlicher Finanzbericht	5.000 €
8 Versicherungskosten	157.280 €
9 Eigener Stromverbrauch	180.006 €
10 Fernüberwachung und -steuerung	5.000 €
11 Telefon und Internet	5.000 €
12 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	1.000 €
13 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	6.000 €
14 HP-Stromverbrauch	0 €
15 Vermögensverwaltung	5.000 €
<b>Gesamt</b>	<b>454.707 €</b>

## Wärmegestehungskosten

Bei den in Abbildung 10 dargestellten Gestehungskosten, in Höhe von  $53,73 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ , handelt es sich um die Kosten über eine Laufzeit von 25 Jahren, welche mithilfe der Kapitalwertmethode errechnet wurden. Des Weiteren wurde ein Fördersatz von 50% (siehe Abschnitt „Förderfähige Kosten“) auf die Gesamtinvestitionskosten sowie ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer berücksichtigt. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten sowie die allgemeine Inflation.

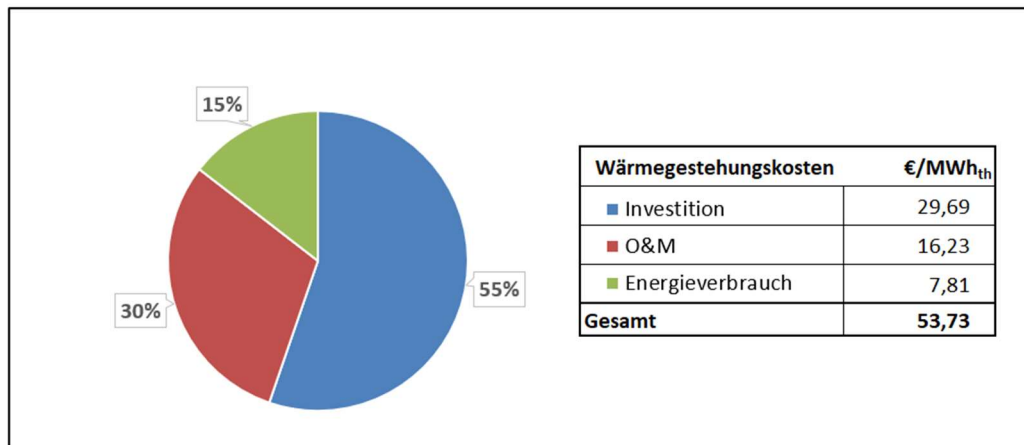


Abbildung 10: Wärmegestehungskosten Variante 1

## Amortisation

Inklusive einer Förderung von 50% beläuft sich die Amortisationszeit bzw. der Zeitpunkt an dem die Anlage einen Kostenvorteil gegenüber der Referenztechnologie (Gas) besitzt auf etwas über 5 Jahre. Ohne Förderung tritt der Kostenvorteil gegenüber des Bestandssystem, verursachten Kosten wurde ein Gaspreis von  $100 \text{ €/MWh}_{\text{Gas}}$  sowie ein angenommener  $\text{CO}_2$ -Preis von  $100 \text{ €/t}$  zugrunde gelegt. Es wurden darüber hinaus für das Bestandssystem keine Investitionskosten sowie Wartungskosten angesetzt.

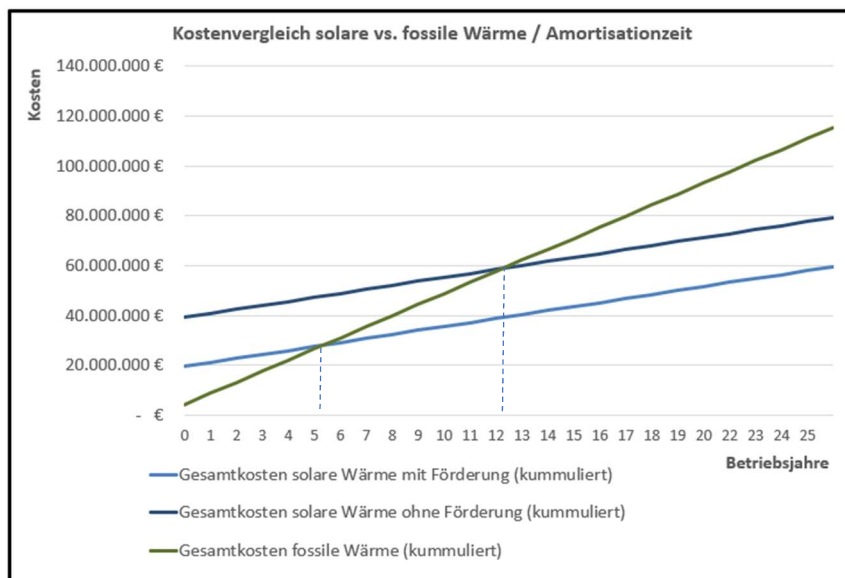


Abbildung 11: Amortisationszeit (Var. 1) vs. Referenztechnologie (Gas)

## Wärmelieferpreis

Der Wärmelieferpreis ergibt sich aus den Wärmegestehungskosten zusammen mit aktuell geltenden Finanzierungskonditionen 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 m<sup>2</sup> Kollektoraperturfläche) eine anteilige Förderung von 35% der Mehrkosten. Weiterhin wird eine Kombination mit anderen Förderungen, z.B. der Landesförderung Kärnten angestrebt. Hierzu wird auf die „Alternativenergieförderung Kärnten 2023“ verwiesen: „Die Förderung wird in Form eines einmaligen, nicht rückzahlbaren Baukostenzuschusses in Höhe von 50 % der anerkegnbaren Investitionskosten unter Einbeziehung möglicher Landes-, Bundes- oder EU-Förderungen, gewährt. ... Die maximale Höhe des Baukostenzuschusses beträgt € 150,00/m<sup>2</sup> Bruttollektorfläche.“ (S.9, Abschnitt (5) Förderungsumfang)

## Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Die spezifischen Anlagenkosten von ca. 500 €/m<sup>2</sup> Kollektoraperturfläche sind leicht erhöht gegenüber vergleichbaren Projekten. Dies ist hauptsächlich auf die hohen Investitionskosten im Bereich des Speichersystems zurückzuführen. Durch die relativ geringen Wärmegestehungskosten ist dennoch ein ökonomisches positives Potential für ähnliche Anlagen bzw. Kunden vorhanden. Die technische Multiplizierbarkeit ist generell bei dieser Anlagentechnik gegeben.

Die Frage des ökonomischen Potenzials kann jedoch nicht eindeutig beantwortet werden, da diese nicht nur von den Wärmegestehungskosten von heute abgeleitet werden können. Es spielen auch 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. 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 Investor:innen 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. 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 Abnehmers zur Verfügung steht.

### 3.1.3 Rahmenbedingungen

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie sollen sowohl die allg. Genehmigungssituation als auch im Speziellen folgende Aspekte bzgl. potenzieller behördlicher Auflagen untersucht werden.

- Umweltbelange (Natur-, Gewässer-, Landschafts- & Artenschutz)
- Wasserwirtschaft
- Hydrogeologie
- Flächenwidmung
- Flugsicherheit
- Bauverbotszonen bzw. Baurecht
- Vergaberecht

Hierzu wurde auf Behörden direkt zugegangen, aber auch auf Informationen des *Unternehmensserviceportal* (folgend auch *USP*)<sup>2</sup> zurückgegriffen, welches in der Republik Österreich als zentrales Internetportal für Unternehmen dient und diesen einen direkten Zugang zu diversen E-Government-Anwendungen ermöglicht, sowie unternehmensrelevante Informationen bieten.

#### Allg. Genehmigungssituation

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

Das geplante Vorhaben ist daher 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 müssen der rechtskräftige Bescheid bzw. die entsprechende Genehmigung vor Errichtung und Betrieb der Anlage (Baubeginn) vorliegen.

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

---

<sup>2</sup>URL: <https://www.usp.gv.at/>, letztmalig abgerufen am 02.05.2023



## Naturschutzrechtliche Bewilligungspflicht

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

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 Sankt Veit an der Glan liegt.

## Wasserrechtliche Bewilligungspflicht

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

## 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.

## Flächenwidmung und Eigentumsverhältnisse

Für die Planung des solaren Versorgungskonzeptes wurden folgende Potentialflächen herangezogen (siehe Abbildung 12). Laut des aktuellen Flächenwidmungs- und Bebauungsplans der Gemeinde St. Veit/Glan gilt das gesamte Gelände als land- und forstwirtschaftliche Fläche.

Die Eigentumsverhältnisse dieser dargestellten Flächen sind zudem in Tabelle 3 aufgeschlüsselt.





Abbildung 12: Luftbild<sup>3</sup> Fundermax Werk 3 und Grundstücke<sup>4</sup> für Solarfeld

Tabelle 3: Auflistung der Liegenschaften<sup>5</sup>

Katastralgemeinde (KG): 74526 → St. Donat					
	Grundstücksnr.	Eigentümer	Fläche	Flächenwidmung	Besonderheiten
#1	1315	Tsakasy Gärtner	71700 m <sup>2</sup>	Land- und Forstwirtschaft	-
#2	244	Karl Brettner	83189 m <sup>2</sup>	Land- und Forstwirtschaft	-
#3	223	Karl Brettner	69516 m <sup>2</sup>	Land- und Forstwirtschaft	-

Insgesamt handelt es sich um drei Grundstücke mit einer Gesamtfläche von rund 22,5 ha. Für alle drei Grundstücke sind nach telefonischer Aussage des Vermessungsamtes Klagenfurt die Eigentümer:innen bekannt. Diese sind in der o.g. Tabelle 3 aufgeführt.

<sup>3</sup> Quelle: [www.google.com/maps](http://www.google.com/maps)

<sup>5</sup> Quelle: KAGIS Land Kärnten -- > <https://gis.ktn.gv.at/webgisviewer/atlas-mobile/map/Basiskarten/Orientierung%20u.%20Kataster>

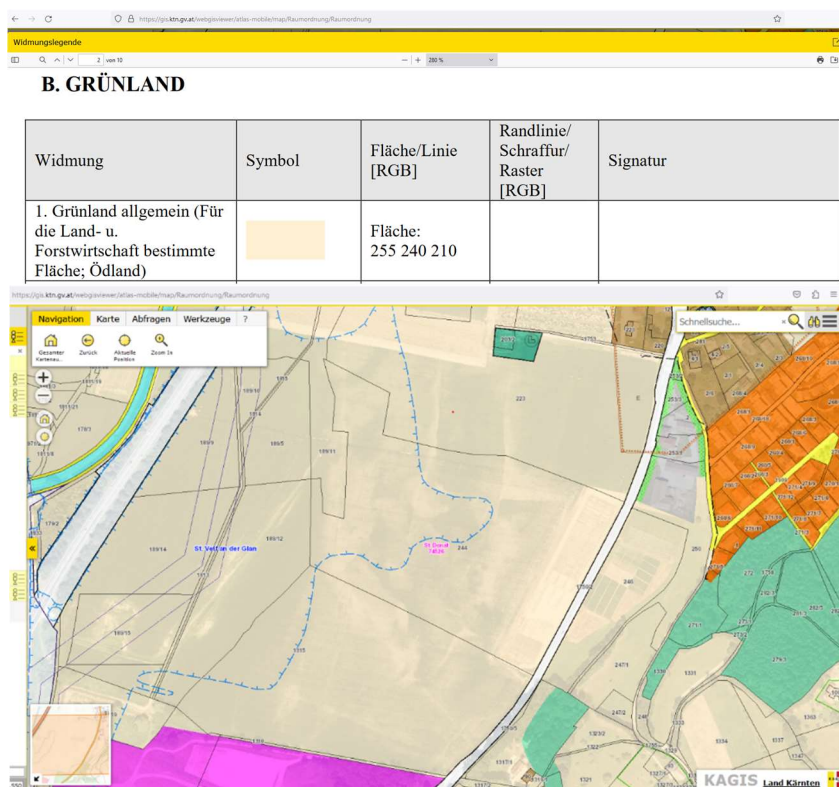


Abbildung 33: Kartenausschnitt Potentialfläche – Katasterkarte Land Kärnten

Quelle: KAGIS Land Kärnten -- > <https://gis.ktn.gv.at/webgisviewer/atlas-mobile/map/Basiskarten/Orientierung%20u.%20Kataster>

## Baurechtliche Bewilligung

Für die Einschätzung der Baubewilligung kann auf die Untersuchung der Flächenwidmungen verwiesen werden. Somit ist das Risiko der Baubewilligung gleichzusetzen mit der Flächenwidmung.

Es wurden in der Gemeinde St. Veit an der Glan keine vorhandenen Bauverbotszonen identifiziert.

## Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung

Die Zuwegung erfolgt nach erster Einschätzung über das Fundermax Betriebsgelände. Genehmigungsrechtliche Risiken werden hier als gering eingeschätzt.

## Eisenbahnrechtliche Bewilligung

Nicht erforderlich, da keine Bahntrassen das Vorhaben aktuell beeinflussen.

## Forstrechtliche Bewilligungen

Entsprechende Bewilligungen sind im Falle von Rodungen von Waldflächen oder für forstschädliche Luftverunreinigungen verursachende Anlagen notwendig. Das Projektgebiet befindet sich lt. Katasterinformationen und Satellitenbild hauptsächlich auf Grünland. Alle der zur Nutzung geplanten Grundstücke sind als „Land- und Forstwirtschaft“ gewidmetes Land ausgewiesen. Somit wäre eine forstrechtliche Bewilligung 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 (siehe Anhang E).

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

Eine Bewilligung von Leistungsrechten (Strom und Wärme) zwischen Projektgelände und Produktion wird von Seiten der Grundstückseigentümer:innen erforderlich werden, da diese Leistungsrechte in die Grundbücher einzutragen sind. Jedoch wird hier das Risiko eher gering eingeschätzt, wenn die Eigentümer:innen den Nutzungsrechten zum Bau einer solaren Großanlage zustimmen.

## Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken

Die Übersicht in Tabelle 4 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte und genehmigungsrechtlichen Risiken.

Tabelle 4: Zusammenfassung genehmigungsrechtlicher Risiken

Zusammenfassung der genehmigungsrechtlichen Risiken		
Potentielle Behördliche Auflagen	Risiko	Begründung
<b>Allg. Genehmigung</b>		
Betriebsgenehmigung (GewO 1994)	mittel	Umwidmung der Flächen erforderlich
<b>Naturschutz</b>		
Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-G 2000)	gering	Anlagengröße geringer als Schwellenwert
Naturschutzrechtliche Bewilligung	mittel	Umwidmung der Flächen erforderlich
Wasserrechtliche Bewilligungspflicht	gering	keine Beeinflussung von Oberflächengewässer noch Grundwasser
<b>Baurecht</b>		
Baurechtliche Bewilligung	mittel	Umwidmung von Grünland zu Bauland erforderlich
Bauverbotszonen	gering	keine Bauverbotszonen im Projektgebiet (Stand 25.05.2023)
<b>Sonstiges</b>		
Verkehrs- und straßenrechtliche Bewilligung	gering	Zuwegung Solarpark erfolgt über Fundermaxgelände
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 sowie die Rohrleitungen zum Verbraucher notwendig.

Die größten Risiken betreffen die baurechtliche sowie die naturschutzrechtliche Bewilligung bzw. diese nicht zu erhalten und damit auch die Betriebsgenehmigung nach GewO 1994 versagt zu bekommen. Alle drei mit einem relevanten Risiko eingestuften behördlichen Auflagen sind auf die Flächenwidmung als „Land- und Forstwirtschaftliche Fläche“ zurückzuführen.

Um dennoch eine Genehmigung zu erhalten gibt es mehrere Möglichkeiten:

- durch Schaffung von Ausgleichsflächen
- durch eine 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.

## 3.2 Variante 2 „CST ohne Tages-/ Saisonalspeicher mit ca. 10% solarer Deckung“

Als Variante 2 soll untersucht werden, welche maximale solare Deckung des Wärmebedarfs der Fundermax GmbH erzielt werden kann, wenn die Anlagenkonfiguration ohne jegliche Speicherlösung, d.h. auch ohne Tagesspeicher (DTES) realisiert würde. Als Hauptvorteile der Variante 2 wäre eine erhebliche Einsparung im Bereich der Investitionskosten (CAPEX) zu nennen sowie ein geringerer Flächenverbrauch. Zudem müsste mit weniger Grundstückseigentümer:innen verhandelt werden.

### 3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Die Berechnung der Solarfeldgröße erfolgte anhand der bereitgestellten Lastprofile und der verfügbaren Landfläche. Als Ergebnis konnte ein Solarfeld mit einer Fläche von rund 13.300 m<sup>2</sup> mit einer installierten thermischen Leistung von ca. 7,45 MW ermittelt werden.

Auch für diese Variante wurde die Grundlagenberechnung mit dem o.g. Solarlite internen Berechnungsprogramm durchgeführt. Als Basis für die Solareinstrahlung wurde auch hier die öffentlich zugängliche Plattform Helioclim-3 (s.o.) genutzt – Direktstrahlung (DNI) = 1.270 kWh/m<sup>2</sup>/a.

Die Anlage dieser Konfiguration erzeugt eine thermische Energiemenge von ca. 8,2 GWh/a und erreicht eine solare Deckung von ca. 12%. Somit wird eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von bis zu 2.000 t/a erreicht (CO<sub>2</sub> Äquivalent 0,22 t/MWh<sub>Gas</sub>). Folgende Darstellung zeigt das Layout des Solarfeldes für Variante 2.

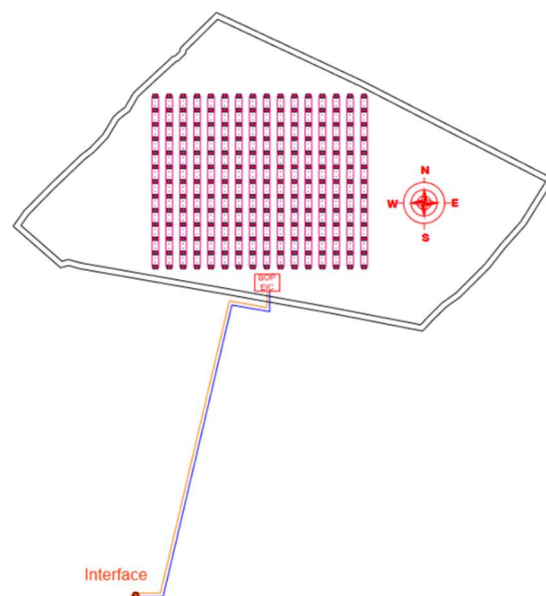


Abbildung 14: Layout des Solarfeldes – Variante 2

Das Solarfeld besteht aus 16 Kollektoren vom Typ HYT 6000 mit einer gesamten Aperturfläche von 13.294 m<sup>2</sup>.

Tabelle 5 listet die wichtigsten Kenndaten des Solarfeldes auf.

*Tabelle 5: Parabolrinnen-Solarfeld Kenndaten*

CST-Feld – Kenndaten	
Leistung	7,45 MW <sub>th</sub>
Anzahl Kollektoren	16
Aperturfläche	13.294 m <sup>2</sup>
Landfläche	7 ha
Eigenenergiebedarf	95 MWh <sub>el</sub> /a
SF-Eintrittstemperatur	170 °C
SF-Auslauftemperatur	250 °C
Wärmeträgermedium	Druckwasser
Sonneneinstrahlung (DNI)	1270 kWh/m <sup>2</sup> ·a
Jährlich erzeugte Solarwärme	8,2 GWh <sub>th</sub>
Gelieferte Wärme	7,48 GWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> -Einsparung	1.932 t·CO <sub>2</sub> /a
Solaranteil	~ 12 %

Das Gesamtkonzept ist in Abbildung 15 dargestellt.

Wie in Abbildung 15 dargestellt, wird die gewonnene solare Wärmeenergie direkt über einen Wärmetauscher dem Sekundarkreislauf (Wärmeverbraucher) zugeführt.

Die Prozessintegration der Solarthermieanlage in das bestehende Wärmenetz erfolgt, wie bei Variante 1, über die Kesselspeiseleitung. Die noch fehlende Wärmeenergie wird ständig über den Bestandskessel zugeführt, sodass der Gesamtwärmebedarf gedeckt wird.



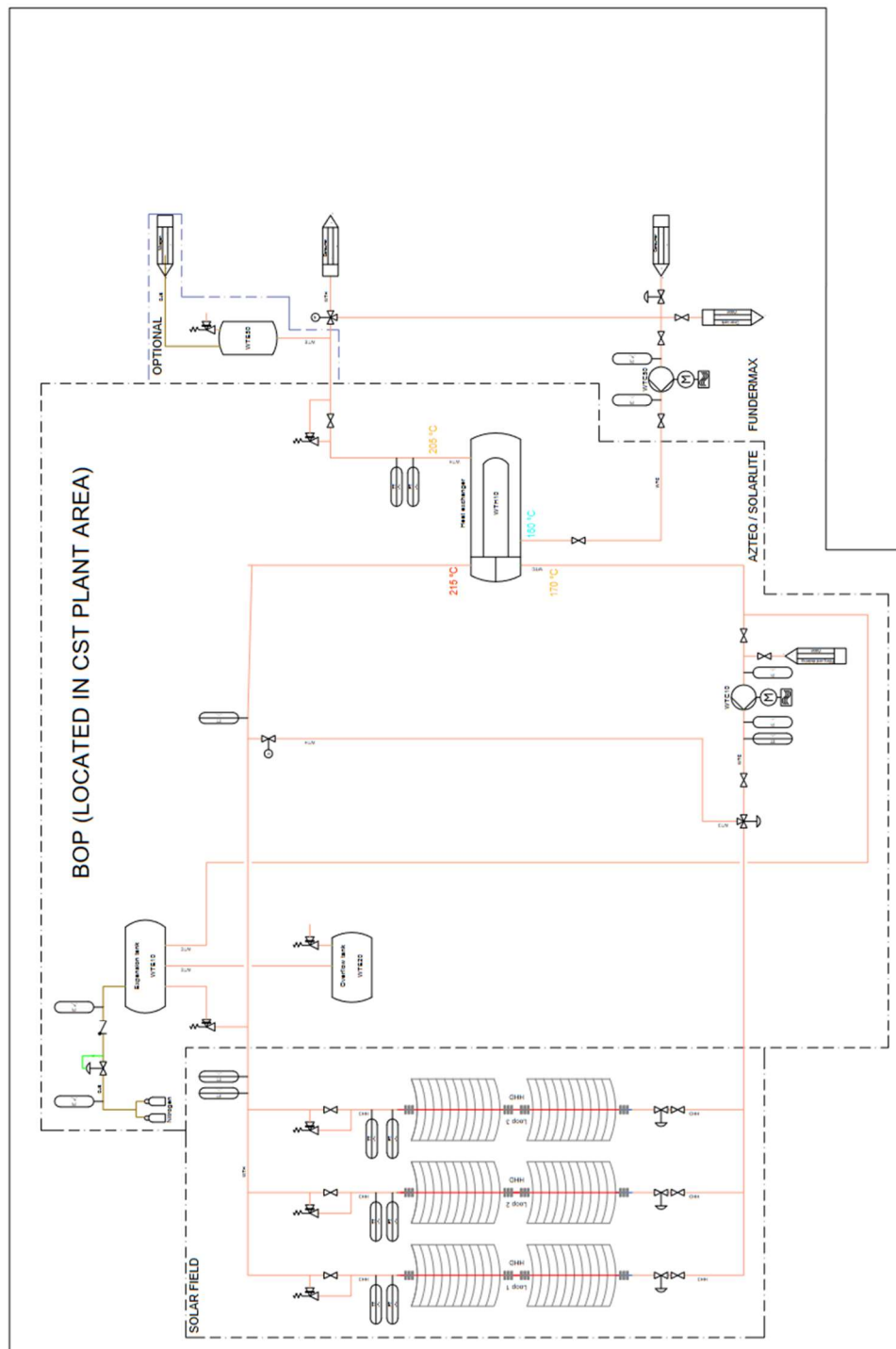


Abbildung 15: Blockschaltbild Gesamtkonzept – Variante 2

In der folgenden Abbildung 16 wird die im Solarfeld erzeugte Wärme dem monatlichen Bedarf der Produktion der Fundermax GmbH gegenübergestellt. Man erkennt anhand dieser Abbildung, dass diese Variante nur einen geringen solaren Anteil am Wärmebedarf bereitstellen kann. Durch die deutlich geringere solare Wärmelieferung verglichen mit dem Wärmebedarf, kann die solare Wärmeenergie direkt ohne einen Zwischenspeicher verwertet werden, da die erzeugte solare Wärme sofort verbraucht wird.

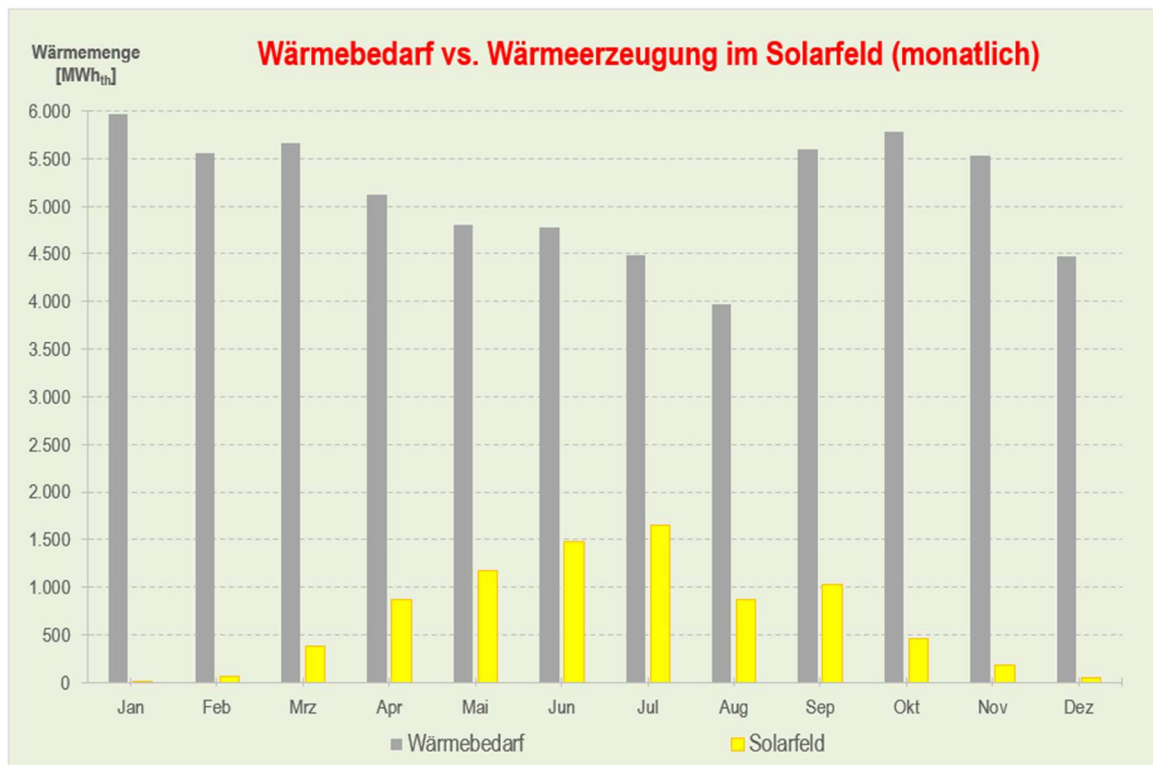


Abbildung 16: monatlicher Solarfeldertrag vs. Wärmeverbrauch

Die auftretenden gemittelten Energieflüsse sind der folgenden Darstellung zu entnehmen.



Abbildung 17: Energieflussbilanz

Die Abbildung 18 veranschaulicht aus welchen Quellen der Wärmebedarf gedeckt wird.





Abbildung 18: anteilige Bereitstellung der Wärme

### 3.2.2 Ökonomische Betrachtung

#### Investitionskosten der Gesamtanlage

Die gesamten Investitionskosten aller Anlagenkomponenten belaufen sich auf rund 5,84 Mio. €. Die folgende Abbildung 20 zeigt alle Einzelkomponenten der Gesamtanlage. Den höchsten Kostenanteil hat das Solarfeld mit rund 34%. Da es sich bei dem Konzept nicht um einen Liefervertrag einer Gesamtanlage, sondern um einen Wärmeliefervertrag mit der Fundermax handelt, soll für die Abwicklung und den Betrieb der Anlage eine Zweckgesellschaft (SPV – special purpose vehicle) gegründet werden. Die Kosten hierfür sind mit 143.017 € berücksichtigt. Weiterhin werden der Kauf oder die Pacht der erforderlichen Grundstücksfläche nicht in den Investitionskosten berücksichtigt. Hier ist angenommen, dass die Grundstücksbeschaffung im Scope des Kunden liegen wird.

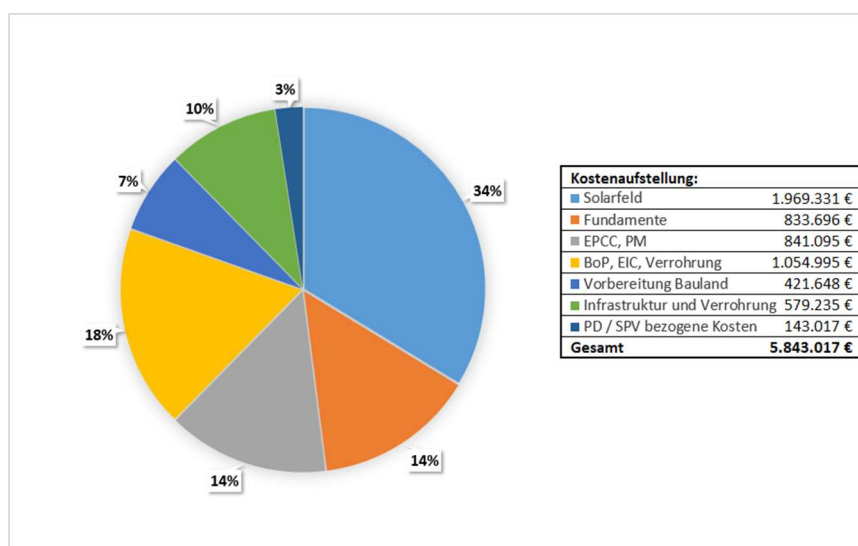


Abbildung 19: Verteilung der Investitionskosten

## Betriebskosten

Eine Auflistung der Betriebs- und Instandhaltungskosten zeigt die folgende Tabelle. Insgesamt belaufen sich diese im Basisjahr bzw. zu Beginn der Laufzeit auf rund 78.500 €. 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 Versicherungskosten mit 23.372 €. Ein weiterer hoher Kostenfaktor sind die Stromkosten für den Eigenverbrauch.

Tabelle 6: Auflistung Betriebs- und Instandhaltungskosten

Betriebskosten	Basispreis (Jahr 0)
1 O&M des Solarfeldes	16.447 €
2 O&M PTES	0 €
3 O&M Kältemaschine & HP	0 €
4 SPV Verwaltung und Beschaffung	4.000 €
5 Buchhaltung	1.667 €
6 Steuerliche Beratung	1.667 €
7 Jährlicher Finanzbericht	1.667 €
8 Versicherungskosten	23.372 €
9 Eigener Stromverbrauch	18.942 €
11 Fernüberwachung und -steuerung	5.000 €
12 Telefon und Internet	1.667 €
13 Sonstige Kosten (z.B. IHK)	333 €
15 Kontoführungsgebühren/ Bankspesen	2.000 €
18 HP-Stromverbrauch	0 €
19 Vermögensverwaltung	1.667 €
<b>Gesamt</b>	<b>78.428 €</b>

## Wärmegestehungskosten

Bei den in Abbildung 21 dargestellten Gestehungskosten, in Höhe von 37,08 €/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 50% (siehe Abschnitt „Förderfähige Kosten“) auf die Gesamtinvestitionskosten sowie ein Restwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer berücksichtigt. Nicht berücksichtigt in dieser Aufstellung sind etwaige Finanzierungskosten sowie die allgemeine Inflation.

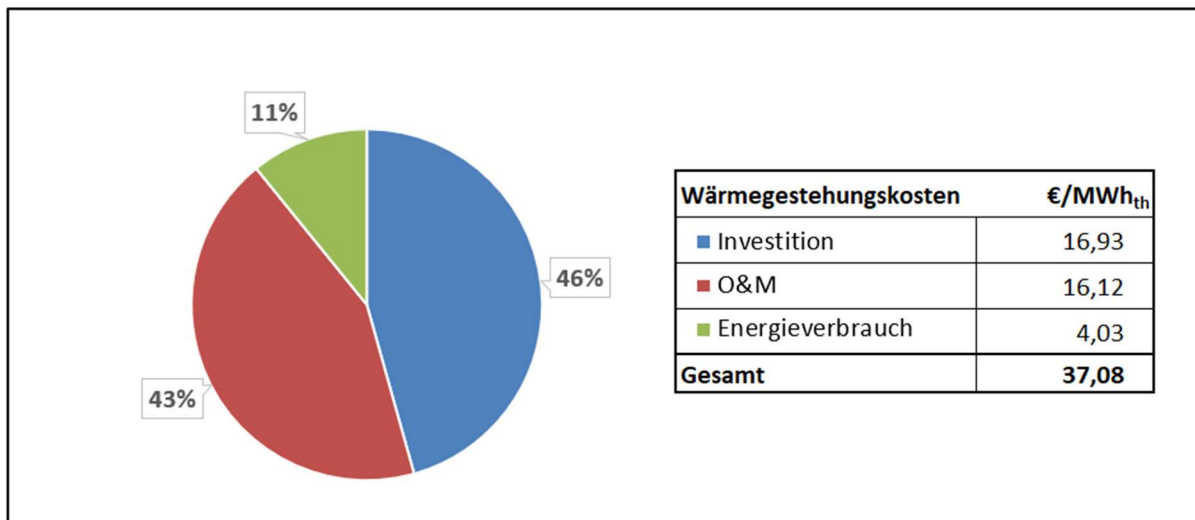


Abbildung 20: Wärmegestehungskosten Variante 2

### Amortisation

Inklusive einer Förderung von 50% (siehe Abschnitt „Förderfähige Kosten“) beläuft sich die Amortisationszeit bzw. der Zeitpunkt an dem die Anlage einen Kostenvorteil gegenüber der Referenztechnologie (Gas) besitzt, auf etwa 4,5 Jahre. Ohne Förderung tritt der Kostenvorteil gegenüber des Bestandssystems ab etwa 9 Jahren ein. Den, durch das Bestandssystem, verursachten Kosten wurde ein Gaspreis von 100 €/MWh<sub>Gas</sub>, sowie ein angenommener CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t zugrunde gelegt. Es wurden darüber hinaus für das Bestandssystem keine Investitionskosten sowie Wartungskosten angesetzt.

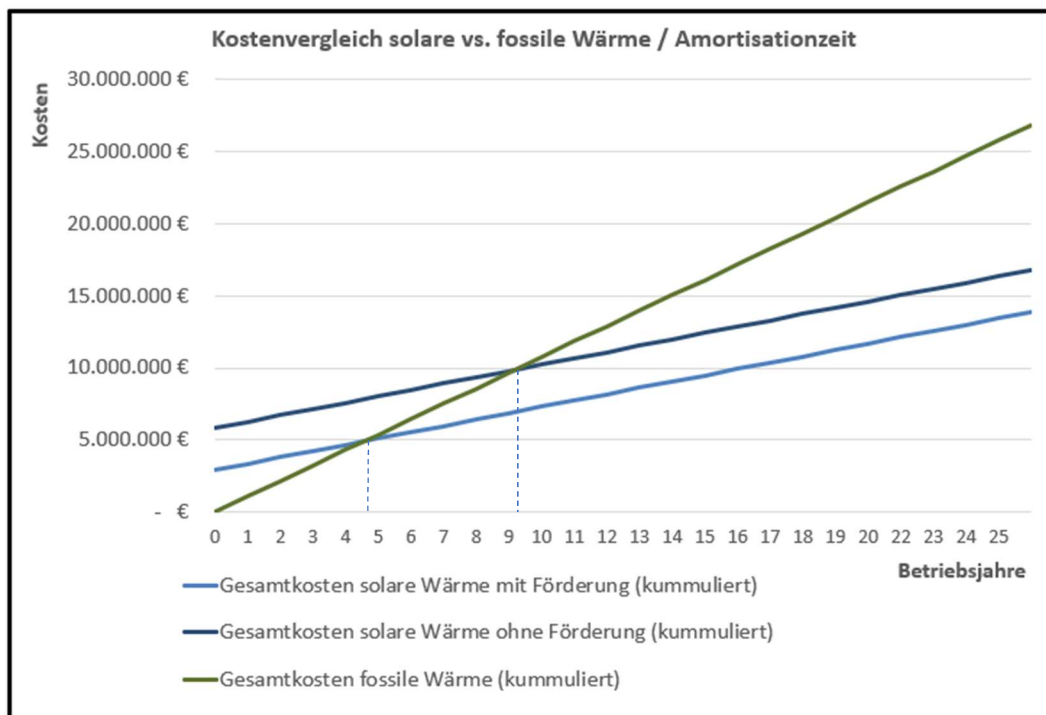


Abbildung 21: Amortisationszeit (Var. 2) vs. Referenztechnologie (Gas)

## 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

Wie bei Variante 1 gewährt der Klima- und Energiefond für das vorliegende Konzept im Rahmen des Bundesförderprogramms zur Umsetzung „Solarer Großanlagen“ (über 5.000 m<sup>2</sup> Kollektoraperturfläche) eine anteilige Förderung von 35% der Investitionsmehrkosten. Weiterhin wird auch bei dieser Variante eine Kombination mit anderen Förderungen, z.B. der Landesförderung Kärnten angestrebt. Hierzu wird auf die „Alternativenergieförderung Kärnten 2023“ verwiesen: „Die Förderung wird in Form eines einmaligen, nicht rückzahlbaren Baukostenzuschusses in Höhe von 50 % der anerkehbaren Investitionskosten unter Einbeziehung möglicher Landes-, Bundes- oder EU-Förderungen, gewährt. ... Die maximale Höhe des Baukostenzuschusses beträgt € 150,00/m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche.“ (S.9, Abschnitt (5) Förderungsumfang)

## Ökonomisches Potenzial und technische Multiplizierbarkeit

Die Frage des ökonomischen Potenzials kann, wie bereits in Variante 1 beschrieben, nicht eindeutig beantwortet werden.

Jedoch kann festgehalten werden, dass die Anlagenkosten von ca. 440€/m<sup>2</sup> Kollektoraperturfläche im mittleren Bereich vergleichbarer Projekte anzusiedeln sind. Durch die relativ geringen Wärmegestehungskosten ist ein ökonomisch positives Potential für ähnliche Anlagen bzw. Kunden erkennbar. Die technische Multiplizierbarkeit ist generell bei dieser Anlagentechnik gegeben.

### 3.2.3 Rahmenbedingungen

Für die Variante 2 gelten dieselben potentiellen behördlichen Auflagen, sodass grundlegend an dieser Stelle auf den Abschnitt 3.1.3. Rahmenbedingung der Variante 1 verwiesen werden kann. Da die benötigte Fläche für Variante 2 (Aperturfläche ca. 13.000m<sup>2</sup>) deutlich geringer als bei Variante 1 (Aperturfläche ca. 80.000m<sup>2</sup>) ausfällt, könnten genehmigungsrechtliche Vorteile bestehen, welche sich aber schwer prognostizieren lassen. Nutzungsrechte müssen im Vergleich zu Variante 1 nur für ein Grundstück eingeholt werden.

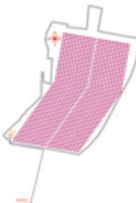
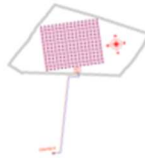
## 4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

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

### Variantenvergleich

Beide untersuchten Varianten sind in Tabelle 7 gegenübergestellt.

Tabelle 7: Variantenvergleich

<b>Variante 1: Solarthermie mit Tagesspeicher</b>	<b>Variante 2: Solarthermie ohne Speicher</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nennleistung: 44,67 MW<sub>th</sub></li> <li>• Aperturfläche: 79.764m<sup>2</sup></li> <li>• Solare Deckung: 50% (gesamt)</li> <li>• gelieferte Wärme: 30,933 GWh<sub>th</sub>/a</li> <li>• Mit Tagesspeichersystem (DTES)</li> <li>• Investitionskosten (o.F.): 39,32 Mio. €</li> <li>• Betriebskosten (Jahr 1): 0,455 Mio. €</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nennleistung: 7,45 MW<sub>th</sub></li> <li>• Aperturfläche: 13.294m<sup>2</sup></li> <li>• Solare Deckung: 12% (gesamt)</li> <li>• gelieferte Wärme: 7,48 GWh<sub>th</sub>/a</li> <li>• ohne Tages- &amp; Langzeitspeichersystem</li> <li>• Investitionskosten (o.F.): 5,84 Mio. €</li> <li>• Betriebskosten (Jahr 1): 0,078 Mio. €</li> </ul> 

Die Variante 1 hat rund 6-fache Investitionskosten ggü. Variante 2 zur Folge, jedoch eine erheblich höhere solare Deckung von ca. 50% im Vergleich zu ca. 12%.

Die Wärmegestehungskosten und damit der mögliche Wärmepreis sind bei Variante 2 durch die erhebliche Einsparung im Bereich der Speicherlösung von ca. 13 Mio. € geringer. Andererseits muss durch die geringere solare Deckung mehr Wärme aus anderen Quellen beschafft werden, was kundenseitig bei der Auswahl der Variante berücksichtigt werden muss.

Zudem ist die Entscheidung auch möglicherweise abhängig von der schlussendlichen Verfügbarkeit der in dieser Machbarkeitsstudie behandelten potentiellen Flächen. Denn Variante 1 benötigt die Zustimmung mehrerer Grundstückseigentümer:innen, wohingegen Variante 2 ausschließlich der Zustimmung eines:einer Eigentümer:in bedarf.

Festzuhalten ist, dass bei beiden betrachteten Varianten wettbewerbsfähige Wärmepreise erzielt werden können und zudem die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Fundermax GmbH in jedem Fall verbessert wird.

Die Unabhängigkeit ggü. Preissteigerungen sowie die Preisstabilität nehmen mit der Vergrößerung der solaren Deckung zu. Gerade vor dem Hintergrund der aktuellen geopolitischen Verwerfungen könnte dieser Umstand einer der wichtigsten Faktoren zur Entscheidungsfindung sein.

Welche Variante am Ende die bessere ist, muss generell in Abhängigkeit zu den Kundenanforderungen gesehen werden.

Da wir als Hersteller aufgrund der höheren solaren Deckung einen größeren Nutzen für die Fundermax GmbH in Variante 1 sehen, wurde der Umsetzungsplan in Kap. 5 für Variante 1 erstellt.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben für Variante 1 durchschnittliche Wärmegestehungskosten (inkl. Förderung) bei einem Betrachtungszeitraum von 25 Jahren in Höhe von 53,73 €/MWh<sub>th</sub>. Im Vergleich dazu ergab die Kalkulation von Variante 2 durchschnittliche Kosten von 37,08 €/MWh<sub>th</sub>. In der Abbildung 22 werden die spezifischen Wärmegestehungskosten beider Varianten (inkl. Förderungen) einander gegenübergestellt. Variante 1 bzw. das Konzept mit Tagesspeicher weist höhere Investitionskosten anteilig an den Gestehungskosten gegenüber Variante 2 auf.

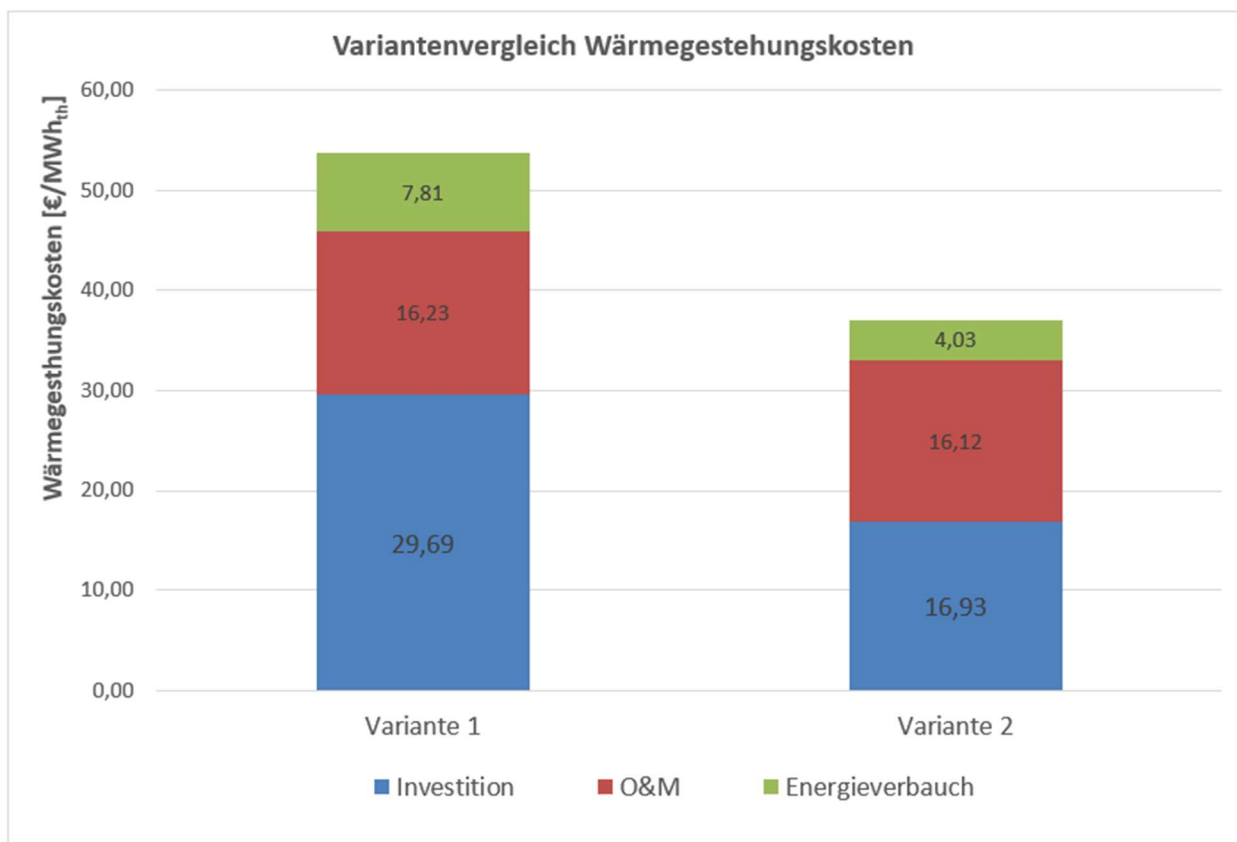


Abbildung 22: Vergleich der Wärmegestehungskosten

# C) Projektdetails

## 5 Umsetzungsplan der Solaren Großanlage

### Projektlauf- und Meilensteinplanung

In Abbildung 23 ist ein grober Projektlaufplan mit Meilensteinen dargestellt.

Der Projektstart wurde hier willkürlich auf den 01. Oktober gesetzt. Bei konkreter Festlegung des Projektstartes zusammen mit der Fundermax GmbH verschieben sich alle Termine entsprechend nach hinten.

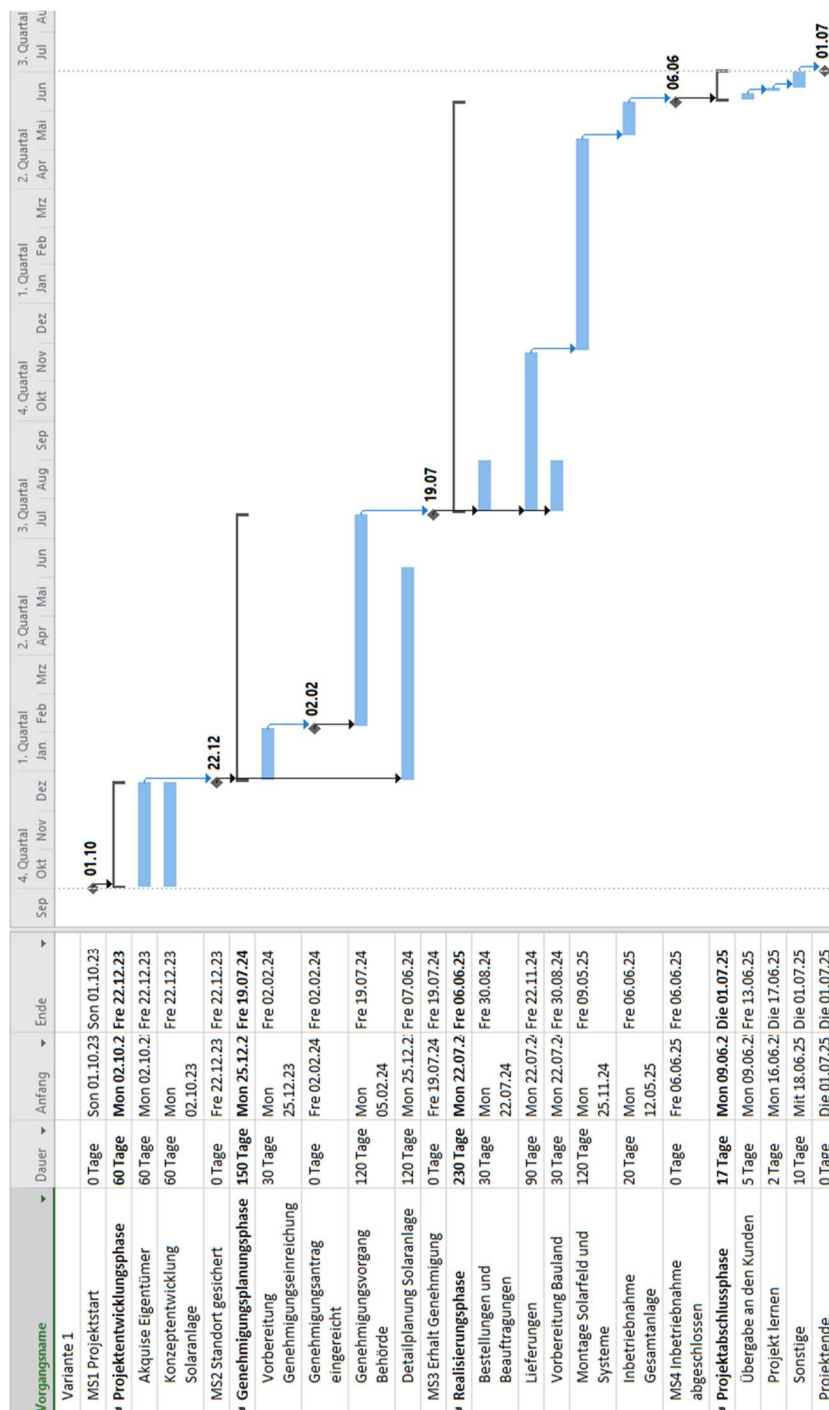


Abbildung 23: Projektlaufplan mit Meilensteinplanung



## 6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

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

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

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