

# Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes  
Solarthermie – solare Großanlagen

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Projekttitle:</b>	Solargestütztes ZERO EMISSION PROCESS DESIGN – VOSSEN Jennersdorf
<b>Programm inkl. Jahr:</b>	Solarthermie - Solare Großanlagen 2021
<b>Dauer:</b>	01.02.2022 – 31.01.2023
<b>Kontaktperson Name:</b>	Fa. Simona Alexe greeniXcloud - ZERO EMISSION BUILDING DESIGN
<b>Kontaktperson Adresse:</b>	Heinz Peter Stoessel – Fa. Simona Alexe greeniXcloud-Zero Emission Building Design Am Anger 6, A 6100 Mösern-Seefeld
<b>Kontaktperson Telefon:</b>	+43 664 5367469
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	hps@greenixcloud.cc
<b>Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):</b>	AEE INTEC, Stmk Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie GmbH, Stmk BES BuildingEnergySolutions GmbH, Deutschland ecop Hochtemperatur Wärmepumpen, OÖ Linz Textil (Stakeholder), OÖ Vossen GmbH (Stakeholder), B
<b>Schlagwörter:</b>	Solarthermie, PVT, Hochtemperatur-Wärmepumpe, Langzeit-Wärmespeicher
<b>Auftragssumme:</b>	96.350 €
<b>Klimafonds-Nr:</b>	C145381, KR21KB0K00001
<b>Erstellt am:</b>	30.1.2023

## B) Projektübersicht

### 1 Kurzfassung

(max. 2 Seiten, Sprache Deutsch)

Kurze Darstellung des Projekts, Zusammenfassung der wesentlichen Projektergebnisse qualitativ und quantitativ

Beim Industriebetrieb Vossen GmbH in Jennersdorf werden rund 5 Millionen Stück Handtücher und Bademäntel pro Jahr produziert. Der Wärmebedarf für die Produktionsprozesse und die Wärmeversorgung sämtlicher Hallen, Verkaufsräume und Büros wird im Wesentlichen von zwei Gas-Dampfkesseln mit einer Gesamtleistung von 11,7 MW gedeckt. Für die Aufrechterhaltung der Gebäudeheizung in produktionsfreien Zeiten ist zusätzlich ein 2,4 MW Gaskessel vorhanden. Im Referenzjahr 2019 (keine Covid-bedingten Stillstandszeiten) wurden 11,8 GWh Gas und 4,2 GWh Strom für die gesamte Versorgung benötigt.

Aufgrund der enorm gestiegenen Energiepreise hat Vossen GmbH bzw. das Mutterunternehmen Linz Textil GmbH ein starkes Interesse daran, den Gesamtenergiebedarf zu reduzieren und aus erneuerbaren Quellen zu decken.

Im Vorfeld der Machbarkeitsstudie wurden bereits erste Informationen hinsichtlich Prozesstemperatur, Energiebedarf, vorhandene Messdaten sowie verfügbare Dach- und Freiflächen erhoben. In einer ersten Abschätzung wurde ein neues Gesamtversorgungskonzept auf Basis von Hochtemperatur-Wärmepumpen mit einem Langzeit-Wärmespeicher (Medium Wasser) als Wärmequelle entworfen. Die Regeneration der Wärmequelle wurde via Solarthermie einerseits und Abwärmeströme aus den Prozessen andererseits konzipiert. Als Backup steht zusätzlich eine Pumpstation an der nahegelegenen Raab zur Verfügung, deren bewilligtes Fördervolumen noch nicht ausgeschöpft ist. Des Weiteren gibt es ein nahegelegenes Biomasse-Heizwerk, das das Wärmenetz Jennersdorf versorgt. Der Produktionsstandort Vossen GmbH ist an dieses Wärmenetz noch nicht angeschlossen, aber auch hier sind Synergien möglich.

Im Zuge einer Begehung des Standorts sowie einer ersten Analyse der vorhandenen Messdaten wurde der Bedarf eines detaillierten Energie Audits erkannt. Dieses wurde außerhalb der Machbarkeitsstudie parallel durchgeführt. Die Ergebnisse und Erkenntnisse daraus flossen in die Dimensionierung und Berechnung des neuen Energiesystems ein. Als Kernergebnis kann festgehalten werden, dass die Mehrheit der Prozesse keine Dampfversorgung benötigt und auch mit einem Heißwasser-Verteilssystem versorgt werden kann. Damit einher geht eine wesentliche Primärenergieeinsparung, da der Phasenübergang flüssig-gasförmig nicht notwendig ist. Im neuen Systemkonzept wird also das Dampfverteilsystem durch ein Heißwasser-Verteilssystem ersetzt. Für jene Prozesse, die Direktdampf benötigen werden Dampfgeneratoren installiert. Auf diese Weise wird der Primärenergiebedarf um 40% reduziert.

Eine weitere wichtige Erkenntnis aus dem detaillierten Energieaudit waren große Abwärmepotentiale aus Abwasser und Abluft. Diese können direkt in den Langzeit-Wärmespeicher eingebracht werden und reduzieren – gemeinsam mit der generellen Primärenergiereduktion – die notwendigen Flächen für solarthermische Regeneration.

In der Machbarkeitsstudie wurden insgesamt zwei Varianten mit jeweils zwei Subvarianten eines neuen Energiesystems betrachtet. In Variante 1 wurde eine vollständige Wärme- und weitgehende Stromversorgung durch die Systemkombination einer großen PVT-Anlage samt ergänzender PV-Anlage mit Langzeitwärmespeicher und Hochtemperatur-Wärmepumpen betrachtet. In Variante 2 wurde untersucht, ob eine weitere Stützheizung (lokaler Biomassekessel bzw. Anschluss an Nahwärmenetz) zu einer ausreichenden Flächenreduktion der PVT-Anlage führt, sodass diese Variante wirtschaftlich darstellbar ist. In den Subvarianten wurde der Umgang mit den direkt-befeuerten Maschinen genauer betrachtet. In Subvariante 1 wurden diese Maschinen beibehalten und der dafür notwendige Gasbedarf wirtschaftlich berücksichtigt. In Subvariante 2 wurde angenommen, dass eine Umstellung dieser Maschinen auf externe Wärmeversorgung (z.B. via Wärmetauscher) möglich ist.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 1.2 (keine Stützheizung, Vollumstellung der direkt-befeuerten Maschinen) als wirtschaftlich und ökologisch günstigste Lösung identifiziert werden konnte.

## 2 Hintergrund und Zielsetzung

(max. 2 Seiten) Beschreibung von Ausgangslage, Aufgabenstellung und Zielsetzung.

Die Firma Vossen GmbH am Produktionsstandort Jennersdorf beschäftigt 170 Mitarbeiter für die Herstellung von rund 5 Millionen Stück von Handtüchern und Bademänteln. Versorgt wird der Standort aktuell durch zwei Dampfkessel mit einer Leistung von 8,8 bzw. 2,9 MW, einem 2,4 MW Gaskessel für die Gebäudeheizung sowie Wärmerückgewinnungssysteme aus Prozessen, Abwasser und Druckluftkompressoren. Die beiden Dampfkessel haben das Ende ihrer Lebensdauer erreicht, der notwendige Investitionsbedarf ist ein nicht zuletzt betriebswirtschaftlich guter Zeitpunkt für die Erarbeitung und Umsetzung eines erneuerbaren Energiekonzepts.

Abbildung 1 zeigt ein Luftbild des Firmenstandortes samt Umgebung. Das Unternehmen verfolgt eine konsequente Zero-Emission-Strategie. Für die Errichtung von solaren Erzeugungsanlagen stehen die Dachflächen des Standorts sowie die südöstlichen, derzeit ungenutzten Freiflächen (in der Abbildung blau skizziert) zur Verfügung. Südlich der geplanten Solaranlage ist eine leistungsfähige Pumpstation (oranger Kreis), für die die Firma Vossen bereits das Wasserrecht besitzt.

In der direkten Umgebung befindet sich außerdem das Biomasse Heizwerk der örtlichen Nahwärme (grüner Kreis) sowie weitere produzierende Industrie.

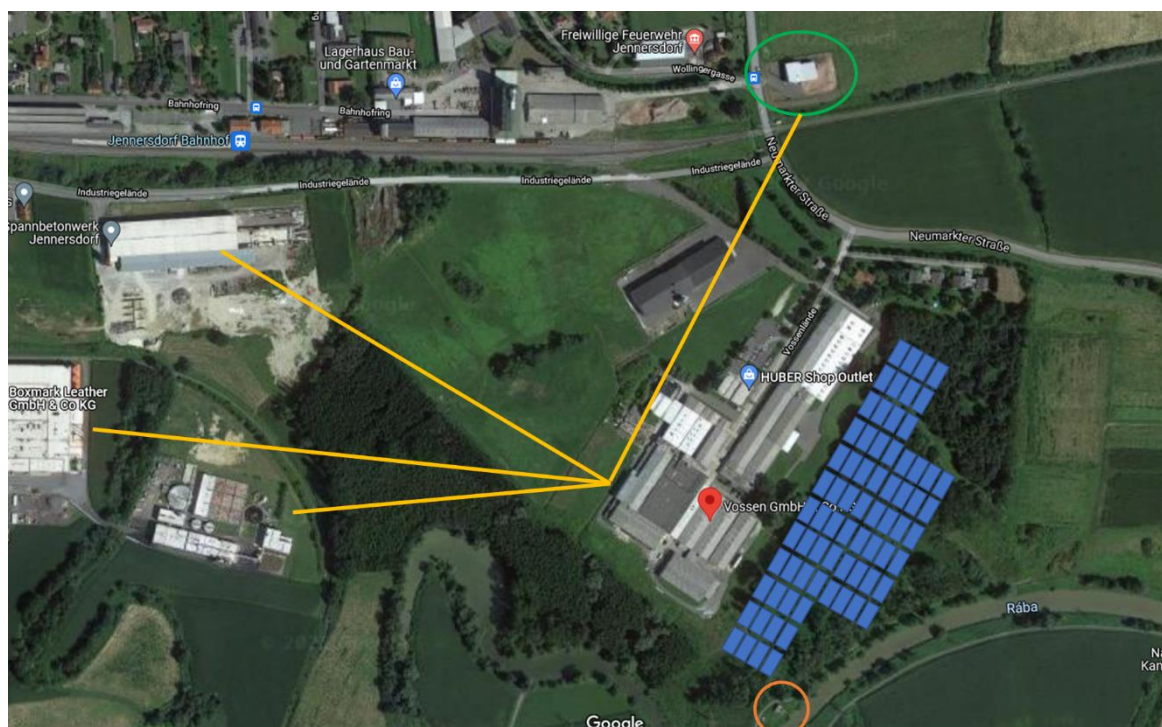


Abbildung 1: Luftbild des Firmenstandorts in Jennersdorf (Quelle: Googlemaps<sup>1</sup>)

Abbildung 2 zeigt das aktuelle Energieerzeugungs- und Verteilsystem am Standort. Laut Angaben des Industrieunternehmens in der Einreichphase der Machbarkeitsstudie, werden die industriellen Prozesse (Schlichtemaschine, Garnfärberei, Jigger KKV eco soft) mit 110 °C heißem Dampf versorgt.

<sup>1</sup> Abgerufen am 1.10.2021

Die Abwärme aus den thermischen Prozessen einerseits und der Kühlung der Druckluftkompressoren andererseits sowie die Abwärmerückgewinnung aus dem Abwasser werden für die Heizwärme- und Warmwasserversorgung des Standorts genutzt, welche ein maximales Temperaturniveau von 80 °C benötigt. Des Weiteren wird die Abwärme auch für die Vorwärmung des rund 2 m<sup>3</sup> fassenden Kondensatbeckens genutzt.

Die Firma befindet sich in einem Gewerbegebiet und ist nicht an das örtliche Wärmenetz angeschlossen.

Ziel der Machbarkeitsstudie: Entwicklung neuer Konzepte für die weitgehend CO<sub>2</sub>-neutrale Bereitstellung der Prozesswärme. Bewertung der Varianten nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Beteiligte Projektpartner:

*Simona Alexe - greenIXcloud:* Projektleitung, Entwicklung der Integration von Hochtemperatur-Wärmepumpen ins Gesamtkonzept, Kommunikation mit dem Industrieunternehmen, Erstellung eines Stufenplans für die Umsetzung der empfohlenen Variante

*AEE GmbH:* Bewertung des Bestandssystems, neues thermisches Anlagenkonzept inkl. Konzept für Langzeitwärmespeicher, Anlagensimulation und Dimensionierung sowie Variantenrechnung, Wirtschaftlichkeitsanalyse, Berichtserstellung

*ecop:* Unterstützung bei der Auslegung und Einbindung der Hochtemperatur-Wärmepumpen, Bereitstellung der Wärmepumpen-Kennlinienfelder für die Simulation

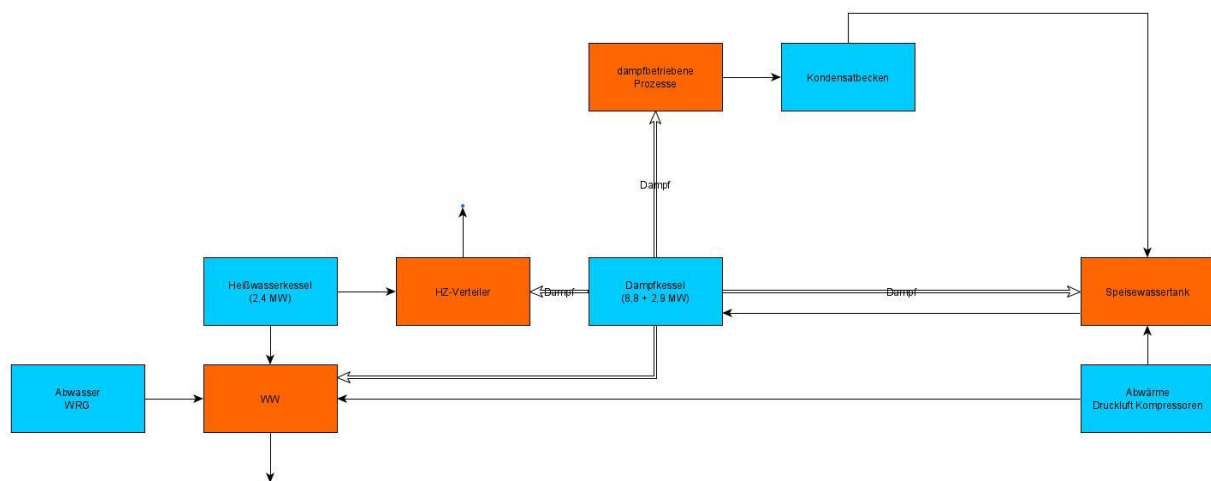


Abbildung 2: stark vereinfachte Darstellung des Bestandssystems am Standort lt. Informationen in der Antragsphase (Blau = Erzeuger, Orange = Verbraucher, einfache Linien = Wärmeträger Medium Wasser, doppelte Linien = Dampfleitungen)

## 3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

(max. 20 Seiten)

Darstellung des Projektes, der Ziele und der im Rahmen des Projektes durchgeführten Aktivitäten. Die in Kapitel 4.2 („Notwendige Inhalte der Machbarkeitsstudien“ des Leitfadens angeführten Punkte sind darzustellen.

### 3.1 Ergebnisse der Standortbesichtigung im Rahmen der Machbarkeitsstudie

Im Zuge des Kickoff-Meetings beim Industrieunternehmen am Standort Jennersdorf wurden Details über die Produktionsabläufe sowie das Produktionssystem erhoben und die Werkshallen in der Reihenfolge der Produktionsschritte gemeinsam besichtigt. Hierbei konnten folgende Informationen erhoben werden:

#### **Allgemeines zum Produktionsstandort Vossen:**

- Am Standort findet Produktion von Flächenware statt
- Die Produktion erfolgt im 3-Schicht Betrieb von Montag 6:00 Uhr bis Samstag 6:00 Uhr
- Betriebsurlaub:
  - Sommer 14 Tage
  - Winter über Weihnachten
- Neben den bereits bekannten 2 Dampfkesseln (8,8 MW und 2,9 MW) und dem 2,4 MW Gaskessel gibt es zusätzlich Direktbefeuerung (Gas) an Trocknern (Tumbler) und Spannern
- Von sechs Druckluftkompressoren (4 in der Weberei, genereller Druckluftverbrauch für Spannrahmen u.ä.) wird die Abwärme bereits aktiv genutzt und in zentralen Pufferspeicher für Warmwasser geleitet.

#### **Datengrundlage:**

- Aufzeichnung von Daten für Gas (Menge: m<sup>3</sup>/h), Strom (Menge: kWh/h), Wasser (Menge: m<sup>3</sup>/h), Abwasser (Menge: m<sup>3</sup>/h, Temperatur: °C; Abwasseranalytik) und diverse Zähler (Zähler sind nicht kalibriert)
  - Als Referenzjahr für die Auswertung wurde das Jahr 2019 definiert: durch Corona sind in 2020/2021 einige Stillstände zu verzeichnen und daher keine repräsentativen Jahre
  - Die Daten werden in 1-Stunden bzw. 15-Minuten Werten (Unterschiede je nach Verfügbarkeit) in Excel Format bereitgestellt
- Übersicht Hallenplan zur Verortung der Prozessschritte

Das Begehungsprotokoll liegt als eigene Datei vor. Die wichtigsten Informationen sind in [Abbildung 3](#) zusammengefasst.

Ein außerhalb der Machbarkeitsstudie beauftragtes und durchgeführtes Energie-Audit lieferte wertvolle Erkenntnisse über Optimierungsmöglichkeiten, Abwärmequellen und Lastprofile.

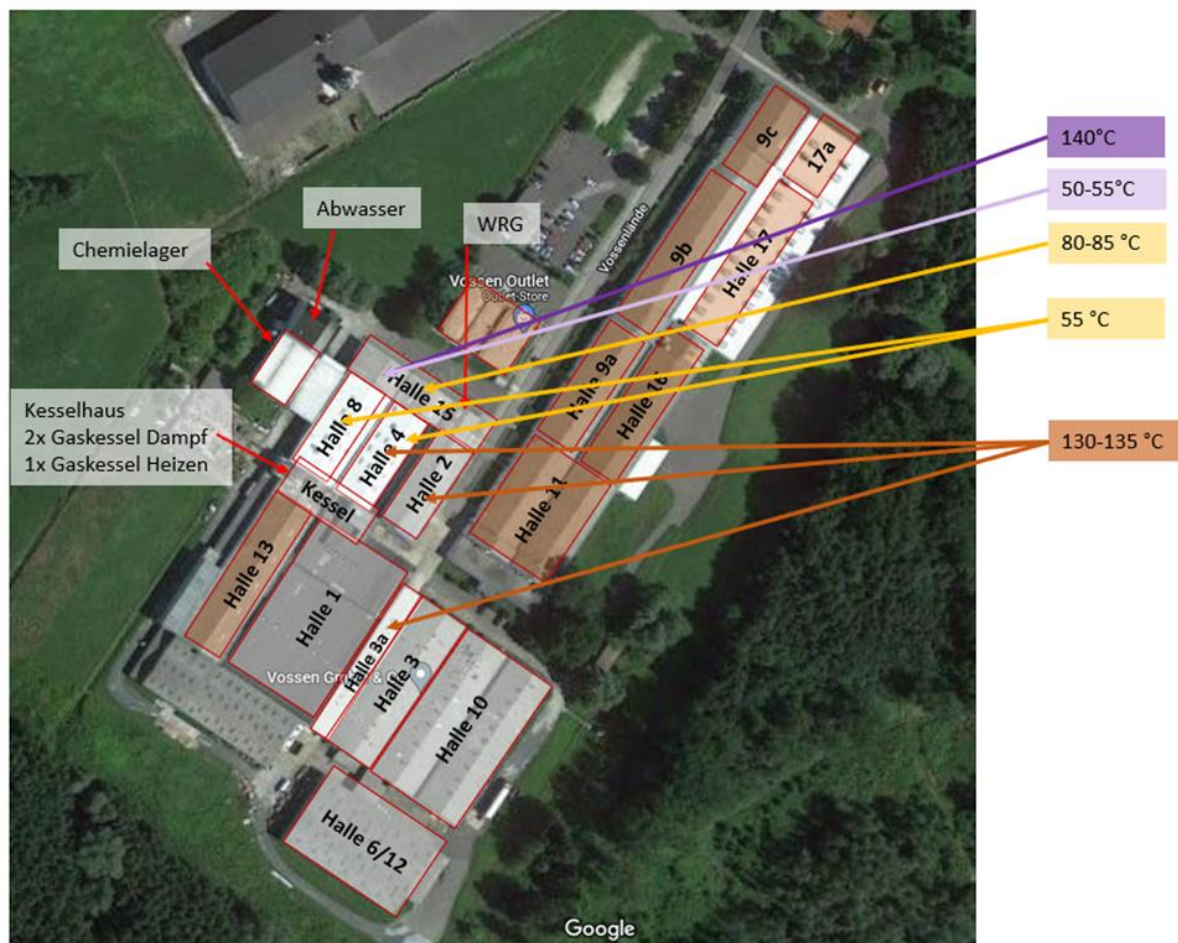


Abbildung 3: Lageplan der Hallen und des Kesselhauses; Lokalisierung der thermischen Verbraucher untergliedert nach Temperaturniveau (orange: Dampfversorgung; gelb; Heißwasserversorgung; violett: Direktbefuerung); die rot markierten Hallen werden im Winter auf 22°C Raumtemperatur beheizt

Die vorhandene Pumpstation (vgl. Abbildung 1) wurde in die weiteren Betrachtungen hinsichtlich des neuen Wärmeversorgungssystems zwar nicht eingebunden, steht aber als Backup-Wärmepumpenquelle insbesondere für die Bereitstellung von Raumwärme grundsätzlich zur Verfügung (vgl. Kapitel 0). Der Stromverbrauch der Pumpstation wurde im Strombedarf berücksichtigt.

### 3.2 Neues Systemkonzept

Als Referenzsystem wurde das Bestandssystem mit ausschließlicher Gasversorgung und ohne Optimierungen am Wärmeverteilsystem herangezogen. Das erarbeitete neue Versorgungskonzept basiert auf Hochtemperatur-Wärmepumpen, welche einen Langzeit-Wärmespeicher als Quelle nutzen. Dieser Langzeit-Wärmespeicher wird von einer solarthermischen Großanlage mit Hybridkollektoren einerseits und Abwärme aus den diversen Prozessen andererseits regeneriert. Als alternatives Systemkonzept wurde zusätzlich eine Quellregeneration mit einem lokalen Biomassekessel betrachtet. Des Weiteren wurden jeweils zwei Subvarianten betrachtet, welchen unterschiedliche Annahmen hinsichtlich der direkt gasbefeuerten Maschinen zu Grunde liegen. In dem einem Fall wurde jeweils angenommen, dass alle direktbefeuerten Maschinen an das allgemeine Wärmeversorgungssystem angeschlossen werden können (bspw. via externen Wärmetauscher und

Publizierbarer Endbericht - Solargestütztes ZERO EMISSION PROCESS DESIGN –  
VOSSEN Jennersdorf

ggf. Dampfumformer), im zweiten Fall wurde nur ein Teil als umrüstbar definiert. Für die nicht umrüstbaren Maschinen wurde der Gasbedarf in Simulationen und Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt. Somit liegen Simulations- und Wirtschaftlichkeitsergebnisse für insgesamt vier Varianten plus Referenzsystem (=Bestandssystem) vor.

Im Vergleich zum Referenzsystem wurde für alle neuen Systemkonzepte eine wesentliche Systemoptimierung vorab definiert: Sämtliche Prozesse mit Prozesstemperaturen unter 110 °C werden im neuen Systemkonzept direkt an das Heißwassersystem angeschlossen. Dadurch wird der Primärenergiebedarf wesentlich reduziert, da kein Wasserdampf mehr produziert werden muss<sup>2</sup>. Für den verhältnismäßig geringen Anteil an dampfbetriebenen Prozessen wird ein Dampfumformer vorgesehen dessen Energieaufwand für die Überwindung der Verdampfungsenthalpie in den Berechnungen berücksichtigt wurde.

Die Simulationen aller Systemvarianten wurde mit der Software Polysun v11 durchgeführt. Hierbei wurden einige Vereinfachungen vorgenommen, welche im Folgenden kurz beschrieben werden. In Abbildung 4 ist das Modell für das neue Systemkonzept in Polysun dargestellt. In Übereinstimmung mit der Dokumentation von Polysun wurden die einzelnen Systemkomponenten wie folgt abgebildet:

- Hybridkollektor (PVT-) Anlage: integraler Bestandteil des Tools
- Abwärmequellen aus Abluft und Abwasser: als Lastprofil
- Langzeit-Wärmespeicher: Dieser wurde als Pufferspeicher mit den folgenden Eigenschaften modelliert
  - o Höhe: 30/26/20/15 m (20.000/15.000/10.000/5.000 m<sup>3</sup>)
  - o Durchmesser: 29/27/25/20 m (20.000/15.000/10.000/5.000 m<sup>3</sup>)
  - o Dämmdicke: 70/100/50 mm (Wand/Deckel/Boden)
  - o Wärmeleitfähigkeit: 0,06 W/(m K)
- die Wärmepumpenkaskade wurde als zwei gleiche Wärmepumpen (Leistung, Kennlinienfeld) mit jeweils einem 10 m<sup>3</sup> Speicher als hydraulische Weiche abgebildet. Das Kennlinienfeld wurde vom Projektpartner ECOP geliefert und in Polysun eingelesen.
- Für die Wärmeabnahme durch die unterschiedlichen Prozesse wurde aus den beim Energieaudit bestimmten Lastprofilen ein Gesamtlastprofil (inkl. Gebäudeheizung) erstellt und als „Warmwasser-Lastprofil“ in Polysun eingelesen. Auf diese Weise konnte zusätzlich eine Rückkopplung der Prozess-Rücklaufemperatur in den Quellspeicher realisiert werden (liegen die Rücklaufemperaturen niedriger als der untere Bereich des Quellspeichers, wird dieser beschickt, um einen guten Kollektorwirkungsgrad im Sommer sicherzustellen).

Das Referenzsystem besteht ausschließlich aus einem Gaskessel und dem „Warmwasser-Profil“.

<sup>2</sup> Für die Erwärmung von 1kg Wasser um 1 K sind 4,19 kJ, für die Verdampfung von Wasser bei 100 °C (ohne Temperaturänderung sind 2257 kJ notwendig. Der Phasenübergang flüssig-dampfförmig benötigt als rund die 5fache Energie wie die Erwärmung von Wasser von 0 auf 100 °C.



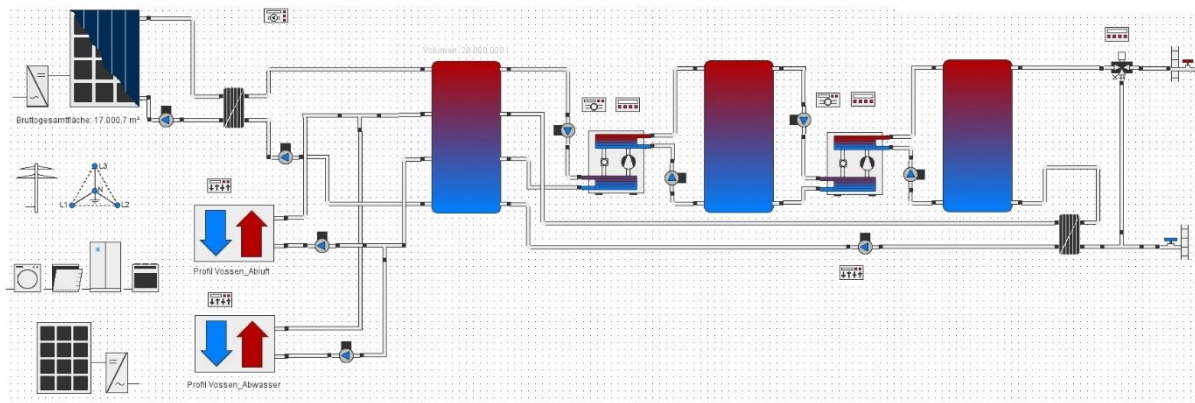


Abbildung 4: Vereinfachte Systemhydraulik des neuen Systemkonzepts im Simulationstool Polysun v11

## 3.3 Variante 1 „Hybridkollektoren-Wärmepumpen-Kombination“

### 3.3.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Alle Varianten haben einen Langzeitwärmespeicher mit einem Volumen zwischen 5.000 und 20.000 m<sup>3</sup> gemeinsam. Insbesondere ab einem Volumen von rund 10.000 m<sup>3</sup> ist, nach dänischem Vorbild als Vorreiteration für großtechnische, wassergeführte und unterirdische Speichersysteme, eine Ausführung als Erdbeckenspeicher eine bewehrte und in Dänemark bereits etablierte Speichertechnologie und dadurch anstrebenswert. Für derartige Speicherkonzepte gibt es bereits eine Reihe an erfolgreich abgeschlossenen wissenschaftlichen Vorstudien und Projekten hinsichtlich der Transformation dieser Technologie für österreichische hydrogeologische und wärmenetzbezogene Rahmenbedingungen, jedoch wurde bisher noch kein Erdbeckenspeicher dieser Art in Österreich umgesetzt. Konkrete Planungen finden sich quer durch Europa, bspw. in Deutschland (Beckenspeicher in Meldorf bereits in der Bauphase), Polen, Frankreich, Österreich und Dänemark.

Für Volumina bis circa 200.000 m<sup>3</sup> kann ein zylindrischer Behälterwärmespeicher als Druckringkonstruktion (rund oder elliptisch), ebenfalls unterirdisch, umgesetzt werden. Diese Bauweise bietet hinsichtlich der signifikant reduzierten Grundflächeninanspruchnahme, dem reduzierten Oberflächen-zu-Volumenverhältnis und der damit einhergehenden geringeren Transmissionswärmeverluste, sowie dem erhöhten Höhen-zu-Durchmesserverhältnisses jene sich auf Grund der geringen internen Schichtungsverluste positiv auf die Speichereffizienz auswirken, wesentliche Vorteile gegenüber der flachen Erdbeckenbauweise. Hierzu gibt es umfangreiche Forschungsarbeiten, welche in Kooperation mit dem österreichischen Tiefbauunternehmen PORR sowie Planungsbüros mit Expertise im Spezialtiefbau durchgeführt wurden und gegenwärtig an ökonomischen und bautechnischen Optimierungsmaßnahmen arbeiten. Allerdings gibt es noch keine Umsetzungserfahrungen. Hier muss also in der Umsetzung Neuland betreten werden.

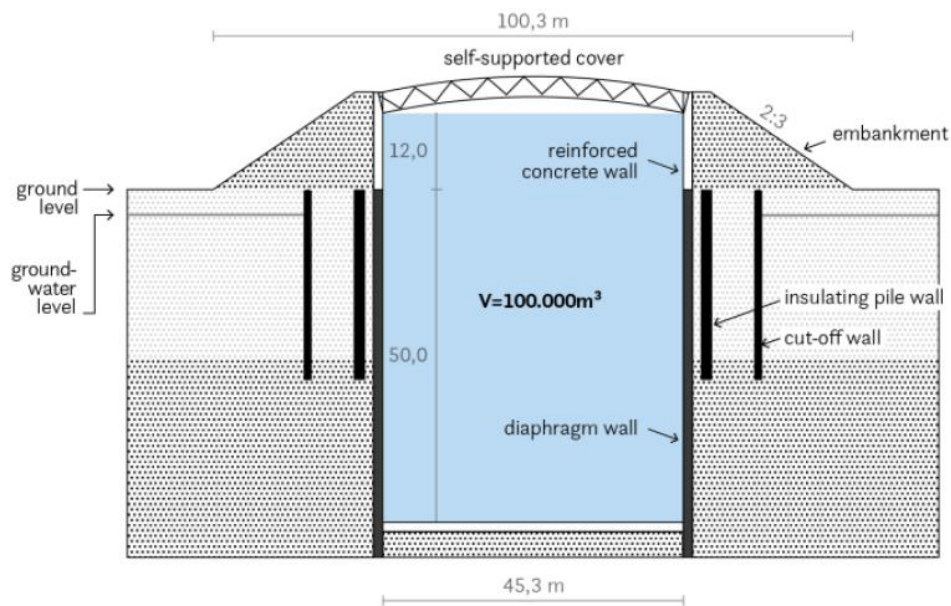


Abbildung 5: Prinzipskizze eines zylindrischen Langzeitwärmespeichers 10.000 m<sup>3</sup> bis 200.000 m<sup>3</sup> (Quelle: Endbericht gigaTES, 2021, FFG-Nr: 860949)

### 3.3.1.1 Variante 1.1 – ohne Direktbefuerung

Das erste Systemkonzept sieht vor, dass die direkt befeuerten Standalone-Maschinen weiterhin bestehen bleiben und das Restsystem – wie oben beschrieben – weitgehend mit Heißwasser anstatt Dampf+Dampfumformer versorgt wird. Als Zielgrößen für die Auslegung wurde die ausreichende Regeneration des Langzeitspeichers einerseits und die möglichst vollständige lokale Deckung des Wärmepumpenstroms andererseits herangezogen. Das Prinzipschema inklusive der Energieströme laut Simulation ist in Abbildung 6 dargestellt.

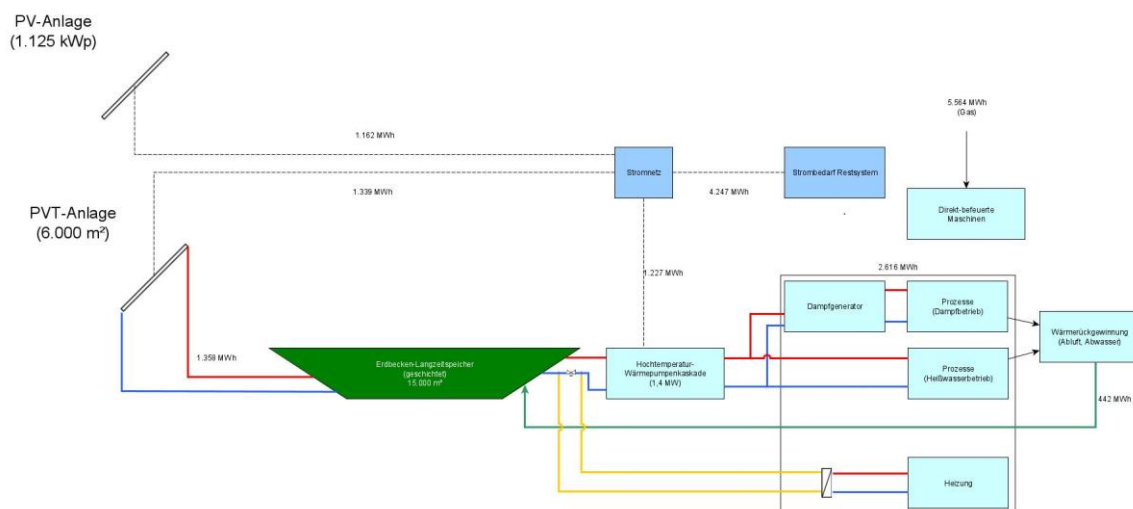


Abbildung 6: Prinzipschema der Variante 1.1; Dimensionierung und Energieflüsse lt. Simulation

In Abbildung 7 ist die Energiebilanz der Variante 1.1 über das Jahr (inkl. Jahresbilanz gesamt) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass über die einstrahlungsreichen Monate (Mai bis August) der Langzeit-Wärmespeicher beladen wird und so ein Energieübertrag in die Monate Oktober bis Jänner möglich wird. Dies wird auch vom Verlauf der monatlichen Temperaturmittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher untermauert (Abbildung 8).

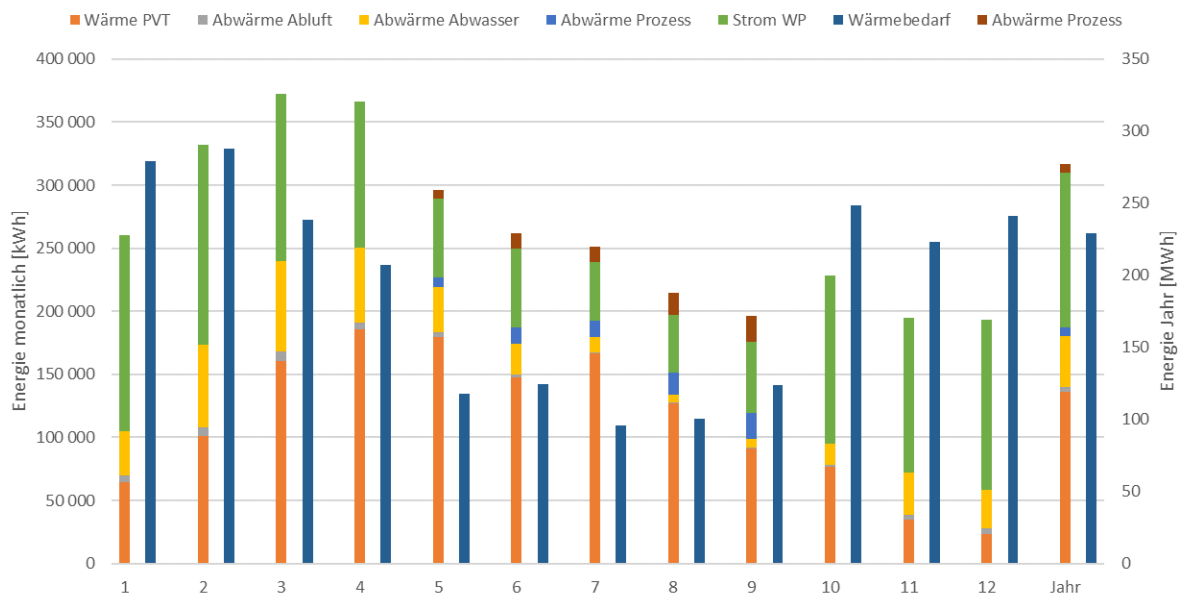


Abbildung 7: Energiebilanz von Variante 1.1 monatlich inkl. Jahresbilanz

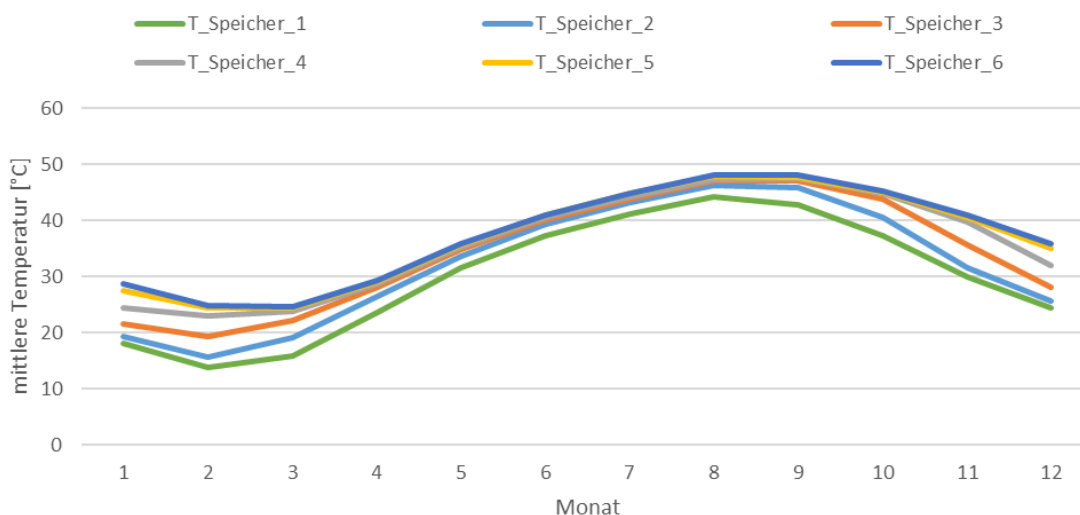


Abbildung 8: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 1.1

In Abbildung 9 ist der Stromertrag aus PVT- und PV-Anlage als gestapelte Flächen sowie der Strombedarf der Wärmepumpen bzw. des Gesamtsystems als Liniendiagramme (Strombedarf gesamt enthält auch den Wärmepumpenstrom). Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass mit Hilfe der lokalen Stromerzeugung der Strombedarf der Wärmepumpen in monatlicher Bilanzierung praktisch ganzjährig gedeckt ist. Der COP der Wärmepumpen liegt im Jahresschnitt 3,65.

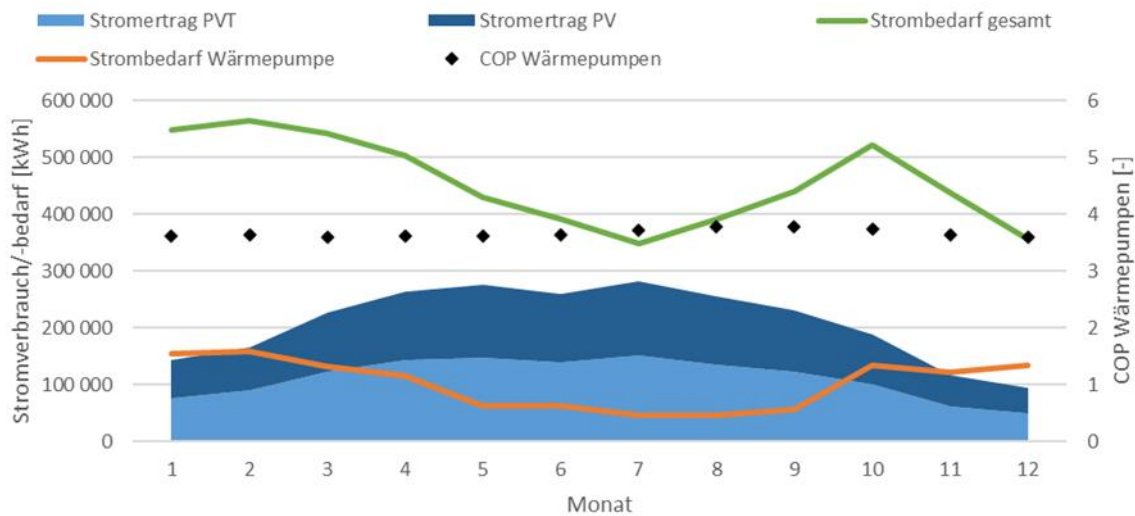


Abbildung 9: Strombedarf, lokale Erzeugung und COP der Wärmepumpen für Variante 1.1

### 3.3.1.2 Variante 1.2 – Umstellung Direktbefuerung

Für Variante 1.2 wurde angenommen, dass sämtliche aktuell direktbefeuerten Anlagen an das allgemeine Heißwasser-Verteilssystem angebunden werden können. Da zumindest einer der betroffenen Prozesse 140 °C Temperatur benötigt, wurde die Versorgung folgendermaßen angedacht: Die Wärmepumpen stellen Prozesswärme bis 130 °C zur Verfügung, der letzte Temperaturhub auf bis zu 150 °C erfolgt weiterhin mit einem Gas-Spitzenlastkessel, dessen Energiebedarf in Simulation und Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt wurde.

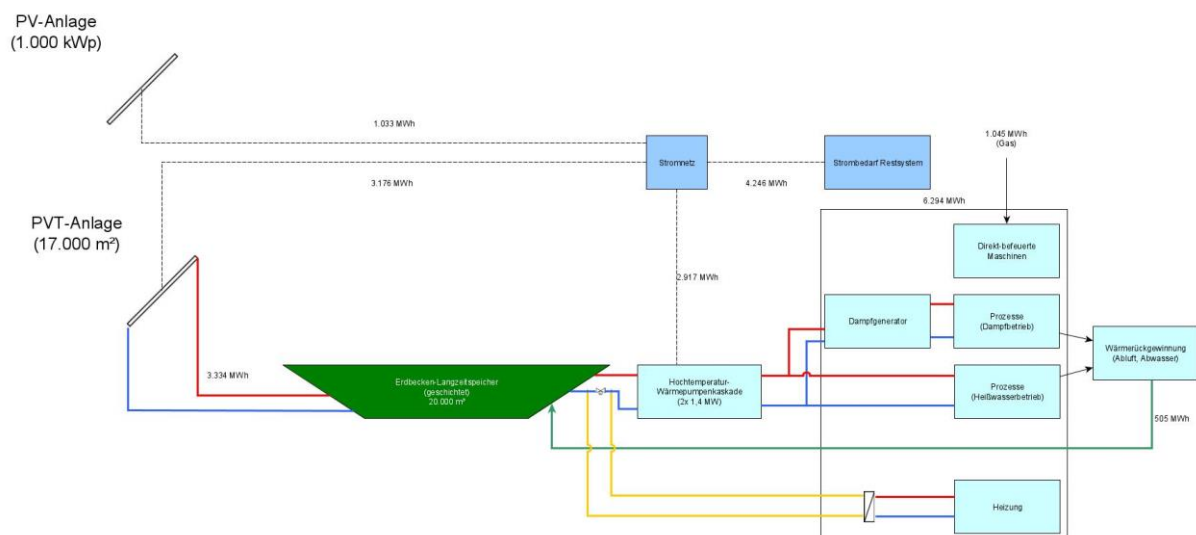


Abbildung 10: Prinzipschema der Variante 1.2; Dimensionierung und Energieflüsse lt. Simulation

In Abbildung 11 ist die Energiebilanz der Variante 1.2 über das Jahr (inkl. Jahresbilanz gesamt) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass über die einstrahlungsreichen Monate (April bis August) der Langzeit-Wärmespeicher beladen wird und so ein Energieübertrag in die Monate Oktober bis Jänner möglich wird. Dies wird auch vom Verlauf der monatlichen Temperaturmittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher untermauert (Abbildung 12). Im Vergleich zu Variante 1.1 ist der Energiebedarf, der durch die Wärmepumpen bereitgestellt werden muss, deutlich größer. Dies schlägt sich auch im Temperaturverlauf bzw. der Ausnutzung des Wärmespeichers nieder:

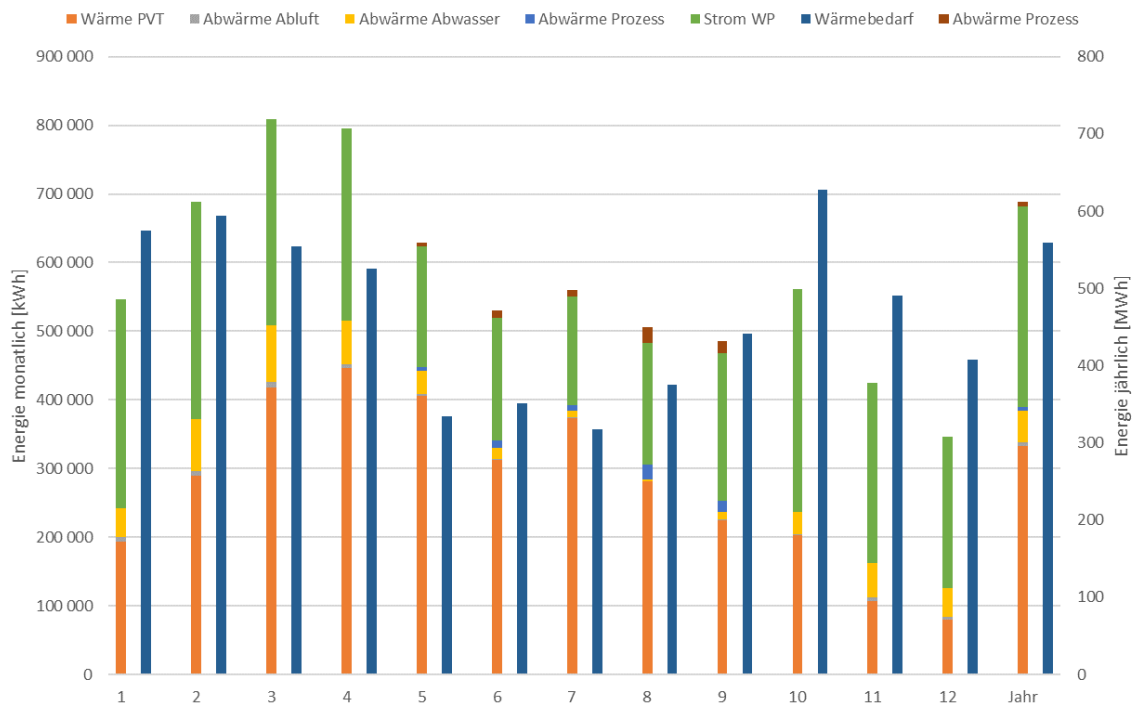


Abbildung 11: Energiebilanz von Variante 1.2 monatlich inkl. Jahresbilanz

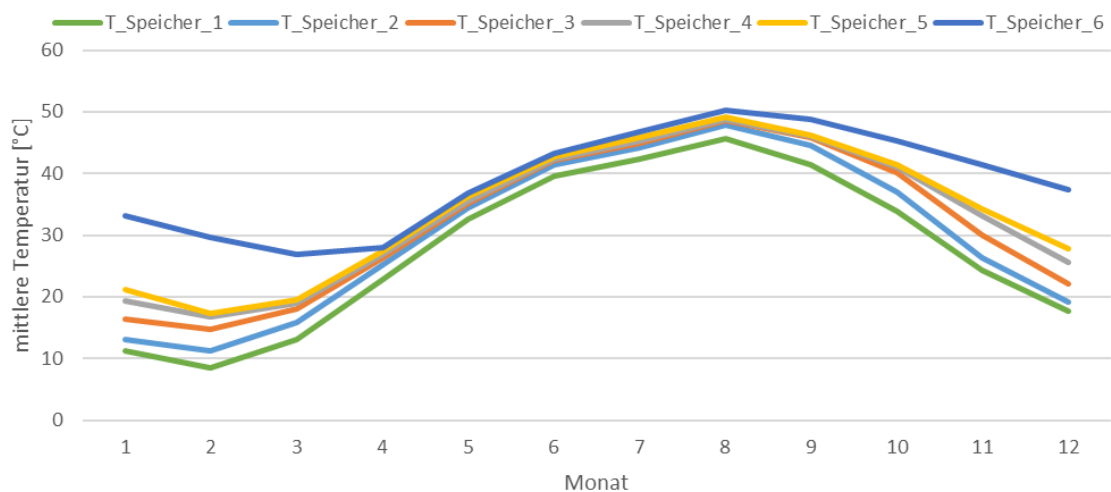


Abbildung 12: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 1.2

In Abbildung 13 ist der Stromertrag aus PVT- und PV-Anlage als gestapelte Flächen sowie der Strombedarf der Wärmepumpen bzw. des Gesamtsystems als Liniendiagramme (Strombedarf gesamt enthält auch den Wärmepumpenstrom). Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass mit Hilfe der lokalen Stromerzeugung der Strombedarf der Wärmepumpen in monatlicher Bilanzierung praktisch ganzjährig gedeckt ist. Im Vergleich zu Variante 1.1 ist das monatliche Energiedefizit von November bis Jänner etwas größer, dafür kann in den Sommermonaten deutlich mehr des Gesamtstrombedarfs gedeckt werden. Der COP der Wärmepumpen liegt im Jahreschnitt bei 3,63.

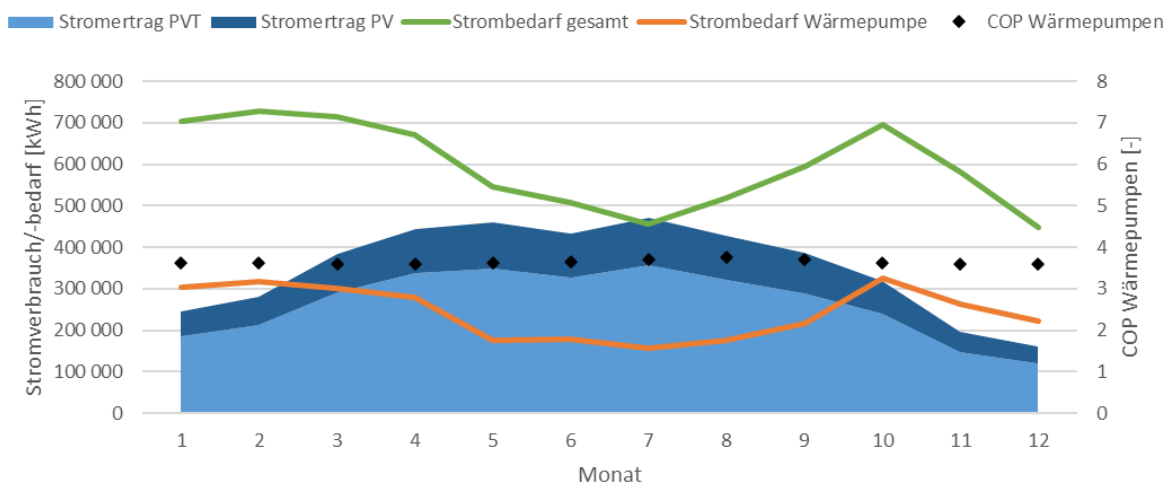


Abbildung 13: Strombedarf, lokale Erzeugung und COP der Wärmepumpen für Variante 1.2

### 3.3.2 Ökonomische Betrachtung

- *Fundierte Kostenschätzung (Investition und Planung) sowie Abschätzung möglicher Förderungen*

Die der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegenden Daten sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Sie sind gleich für alle gerechneten Varianten.

Tabelle 1: Grundparameter für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140

Betrachtungsperiode	50 Jahre
Kalkulationszinssatz	3,5%
CO2-Preissteigerung	2%
Spez. CO2-Kosten (Projektion)	100 €/Tonne
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	4%
Lebensdauer PVT und PV	30 Jahre
Lebensdauer Erdbeckenspeicher	50 Jahre
Lebensdauer Wärmepumpen	20 Jahre
Lebensdauer FW-Übergabestation	50 Jahre
Spez. Kosten PVT-Anlage	600 €/m <sup>2</sup>
Spez. Kosten PV-Anlage	1.000 €/kWp
Spez. Kosten Erdbeckenspeicher	200 €/m <sup>3</sup>
Spez. Kosten Wärmepumpen	1,035 Mio. €/MW
Anschluss Fernwärme	50.000 €
<b>Energiekosten</b>	
Strom	0,21 €/kWh

Gas	0,2 €/kWh
Fernwärme	0,19096 €/kWh
<b>Wartungskosten</b>	
PVT, PV, Erdbeckenspeicher	0,05% der Investitionskosten
Wärmepumpe und FW-Übergabestation	1% der Investitionskosten
<b>Förderungen</b>	
30% der Investitionskosten von PVT-Anlage, Erdbeckenspeicher und Wärmepumpen	
Evtl. PV-Förderung <i>nicht</i> berücksichtigt	

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in Abbildung 14 ohne (links) und mit (rechts) Förderung dargestellt. Aufgrund der generell hohen Energiepreise und der langen Betrachtungsperiode von 50 Jahren sind die verbrauchsgebundenen Kosten (orange) der bestimmende Faktor. Deutlich ist die Energieeinsparung aufgrund der Umstellung des Dampfverteilnetzes auf Heißwasserverteilnetz im Unterschied zwischen den Varianten und der Referenz erkennbar. Die Umbauarbeiten des bestehenden Dampfverteilsystems auf Heißwassersystem wurden in den Varianten pauschal mit 200.000 € (einmalig) bewertet. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass eine vollständige Umstellung auf das Kombinationssystem Wärmepumpe mit Langzeit-Wärmespeicher, PVT- und PV-Anlage die wirtschaftlich günstigste Variante darstellt.

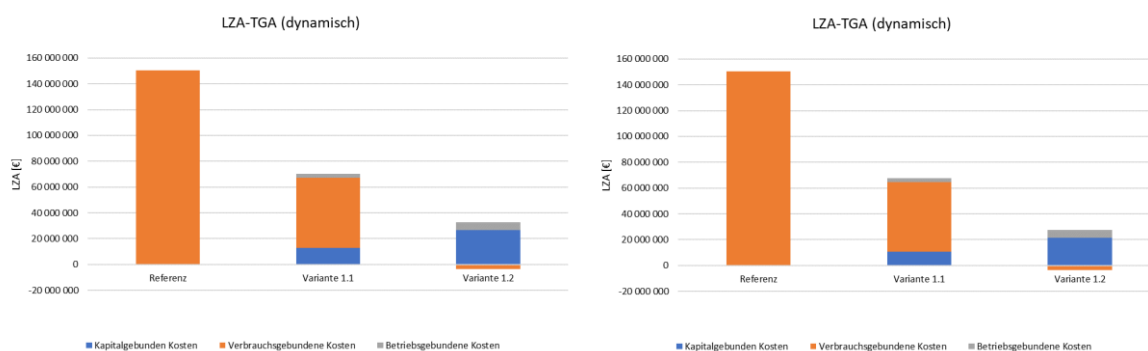


Abbildung 14: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für die Varianten 1.1 und 1.2

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 2):

Tabelle 2: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für die Varianten 1.1 und 1.2

	Referenz	Variante 1.1		Variante 1.2	
		o. Förd.	m. Förd.	o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebundene WGK	-	0,22	0,18	0,17	0,14
Verbrauchsgebundene WGK	0,61	0,90	0,90	0,02	0,02
Betriebsgebundene WGK	-	0,05	0,05	0,04	0,04
<b>Gesamt</b>	<b>0,61</b>	<b>1,17</b>	<b>1,13</b>	<b>0,19</b>	<b>0,15</b>
Dyn. Amortisationszeit		<b>7,2 a</b>	<b>6,3 a</b>	<b>9,1 a</b>	<b>8,3 a</b>

Interessant zu beobachten ist, dass Variante 1.1 zwar eine deutlich kürzere Amortisationszeit hat, jedoch über den ganzen Betrachtungszeitraum trotzdem Variante 1.2 die günstigere Option darstellt. Der Grund hierfür sind die langfristig stabilen verbrauchsgebundenen Kosten in Variante 1.2 was in Abbildung 15 veranschaulicht wird.

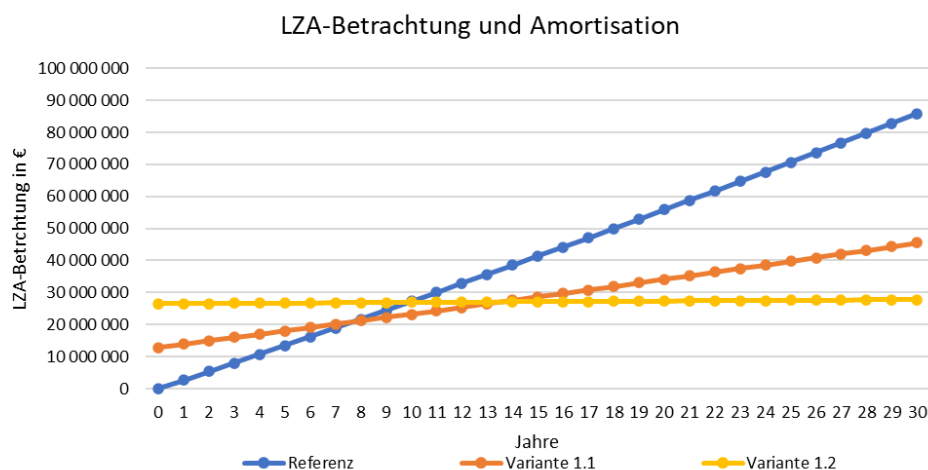


Abbildung 15: LZA-Betrachtung und Amortisation über 50 Jahre für die Varianten 1.1 und 1.2 (o. Förderung)

In Abbildung 16 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für die Varianten 1.1 und 1.2 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt. Auch in dieser Darstellung ist die Variante 1.2 mit Abstand die beste Wahl.



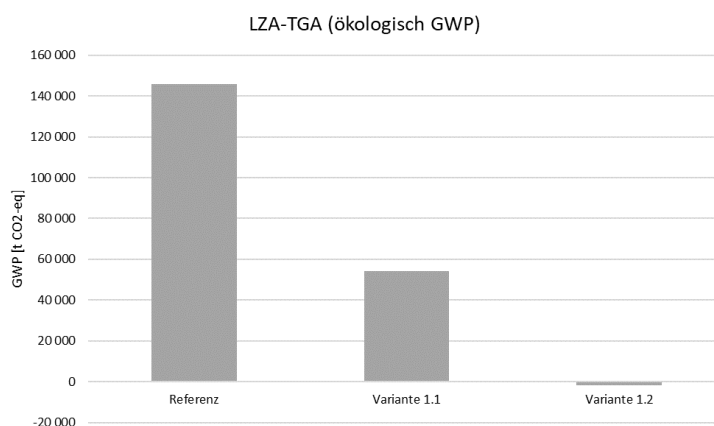


Abbildung 16: CO<sub>2</sub>-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 50 Jahren für die Varianten 1.1 und 1.2

Das vorgeschlagene Systemkonzept ist relativ einfach auf andere Betriebe bzw. Wärmeversorgungssysteme übertragbar, da jegliche Bestandsversorgungsanlage vollständig durch das Wärmepumpensystem ersetzt werden kann. Die einzige Einschränkung stellen die notwendigen Versorgungstemperaturen dar. Derzeit können Hochtemperatur-Wärmepumpen Temperaturen bis rund 140 °C gesichert liefern. An einer weiteren Erhöhung der Zieltemperatur wird – auch aufgrund der regen Nachfrage – gearbeitet. Alle Anwendungen mit Prozess- bzw. Versorgungstemperaturen über 140 °C können mit Hilfe von Spitzenlastkessel auf Basis fossiler oder biogener Brennstoffe ebenfalls mit dem vorliegenden Systemkonzept abgedeckt werden.

Wie die Wirtschaftlichkeitsberechnung gezeigt hat, ist eine weitgehende Umstellung auf erneuerbare Energieversorgung auch ökonomisch sehr interessant, da die Energiepreise auf diese Weise langfristig sehr konstant sind.

### 3.3.3 Rahmenbedingungen

Der Standort Vossen Jennersdorf ist als Gewerbe-/Industriegebiet der Katastralgemeinde Jennersdorf erschlossen. Es handelt sich dabei um ein 80.000 m<sup>2</sup> großes Areal, mit einer verbauten Fläche von 28.000 m<sup>2</sup>. Ziel bei der Umsetzung ist es, unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und Anforderungen, den größtmöglichen Dachflächenanteil der Gebäude und Infrastruktur für die Erzeugung von erneuerbaren Energien intelligent zu nutzen. Es liegt weiters auch für die Nutzung des angrenzenden Flusses „Raab“ eine wasserrechtliche Bewilligung, Zahl VI-336/3-1964 vom 15. April 1964 für die Entnahme von Betriebswasser sowie der Einleitung desselben aus dem Betrieb in die Raab vor. Die maximale genehmigte Entnahme beträgt 43 Liter/Sekunde, welche vom Betrieb nicht voll ausgenutzt wird. Der Rest kann als Backup-Quelle für die Wärmepumpen für die Bereitstellung von Raumwärme herangezogen werden. Für den geplanten Langzeitspeicher mit rund 20.000 m<sup>3</sup> gilt die lokale Bauordnung und OIB-Regeln. Es sind keine behördlichen Beschränkungen baurechtlich und gewerberechtlich zu erwarten.

#### Aktueller Rechtsrahmen für PV/PVT Kollektoren:

Mit dem Erlass für gewerbliche Betriebsanlagen vom 1. März 2021 (Geschäftszahl: 2021-0.118.512) hat das Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort klargestellt, dass

Photovoltaikanlagen und Ladestationen für elektrische Kraftfahrzeuge unter einfach vermeidbaren Umständen keiner Genehmigungspflicht nach dem gewerblichen Betriebsanlagenrecht unterliegen. Dieser Erlass enthält weiterführende Informationen zu den Ergebnissen der Gewerbereferententagung 2015.

#### Darstellung der geplanten Solarflächen

Wie dem Luftbild in Abbildung 17 zu entnehmen ist, stehen Dachflächen und betriebseigene Grundstückflächen für erneuerbare Energieerzeugung zur Verfügung. Bezüglich der statischen Bewertung der Dachunterkonstruktion wird ein ausführliches Gutachten im Zuge der Detailplanungsarbeiten erstellt. Die genaue Kollektorflächendimensionierung und Dachbelegung wird insbesondere hinsichtlich Windlasten und (zusätzliche) Belastungen auf die Dächer/Unterkonstruktion im Zuge der Detailsimulation in der Planungsphase fein abgestimmt. Hier bilden – wie oben erwähnt – die vorhandenen Freiflächen eine weitere Aufstellungsoption. Sämtliche Flächen, Grundstücks- und Dachflächen sind bereits im Eigentum von Vossen (siehe Flächenaufstellung – in der Anlage). Ziel ist, die vorhandenen Dachflächen für die Montage der PVT-Kollektoren zu nutzen. Nach dem aktuellen Polysun-Simulationsmodell, sollen rund 17.000 m<sup>2</sup> PVT-Kollektoren zum Einsatz kommen. Ergänzend sind rund 7.800 m<sup>2</sup> PV-Kollektoren für die betriebseigene Abdeckung mit grünem Strom vorgesehen. Es werden keine ergänzenden Vorverträge und Absichtserklärungen mit Dritten erforderlich sein.

Im Zuge der Machbarkeitsstudie wurde noch keine statische Prüfung der relevanten Dachflächen durchgeführt. Diese ist jedoch im Zuge der Detailplanung durch folgendes Unternehmen geplant:

Statikpartner für komplexe Statikberechnungen:

CCE Ziviltechniker GmbH

DI Markus Krause,

9020 Klagenfurt, Paradeisgasse 12/2

0664 1122335

[office@cce.co.at](mailto:office@cce.co.at)

CCE Ziviltechniker GmbH ist seit vielen Jahren in der Solarthermie-Statik beheimatet und kann die statischen Vorgaben auch im Zusammenhang mit bestehenden Gebäudekonstruktionen gut optimieren (= ausreizen).

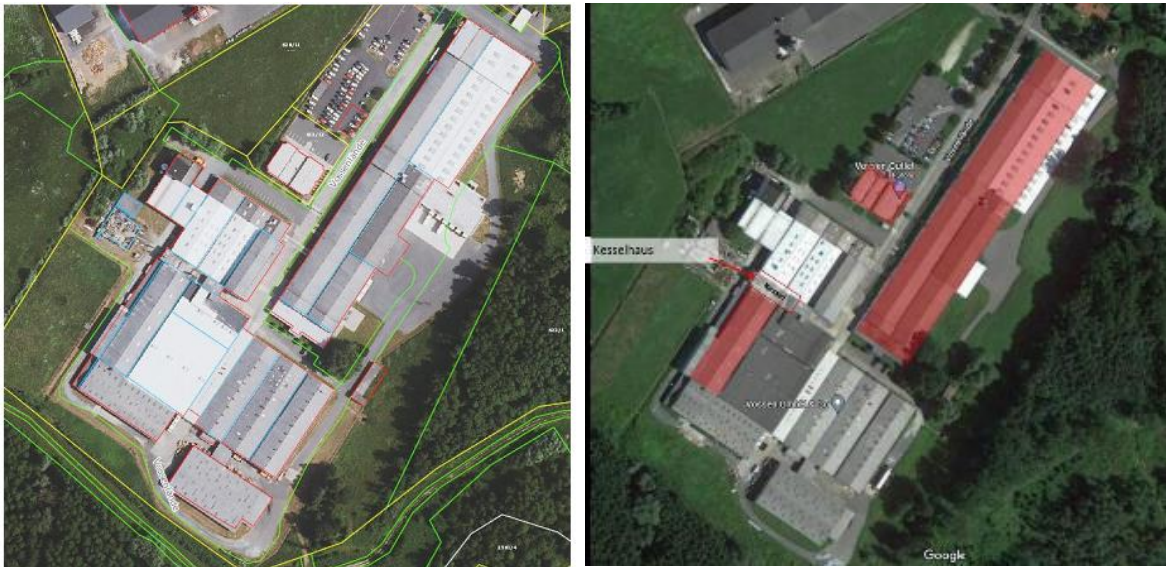


Abbildung 17 Luftaufnahme des Industriebetriebs Vossen GmbH – links: Gesamtdach, Freiflächen und Bebauungsdarstellung (Quelle: Vossen GmbH); rechts: für Solaranlage verfügbare Dachflächen (Quelle: Googlemaps)

In Abbildung 18 ist die Dach(stütz)-Konstruktion dargestellt. Diese ist für alle Halle gleich.



Abbildung 18: Säulen und Binder in Ortbeton- Statisches Konzept Industriebau (Quelle: greenIXcloud)



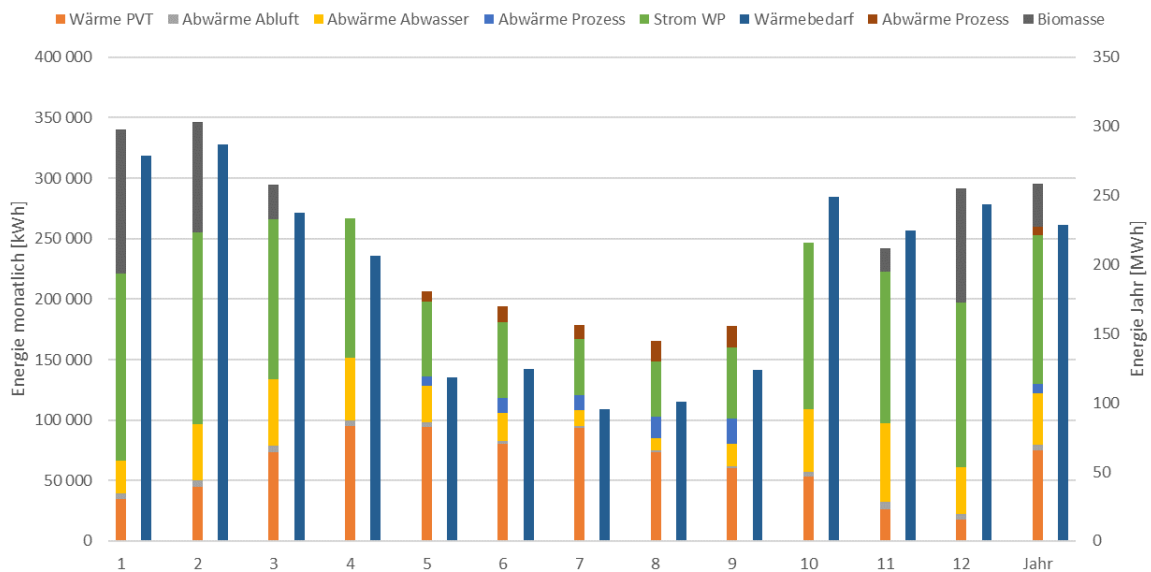


Abbildung 20: Energiebilanz von Variante 2.1 monatlich inkl. Jahresbilanz

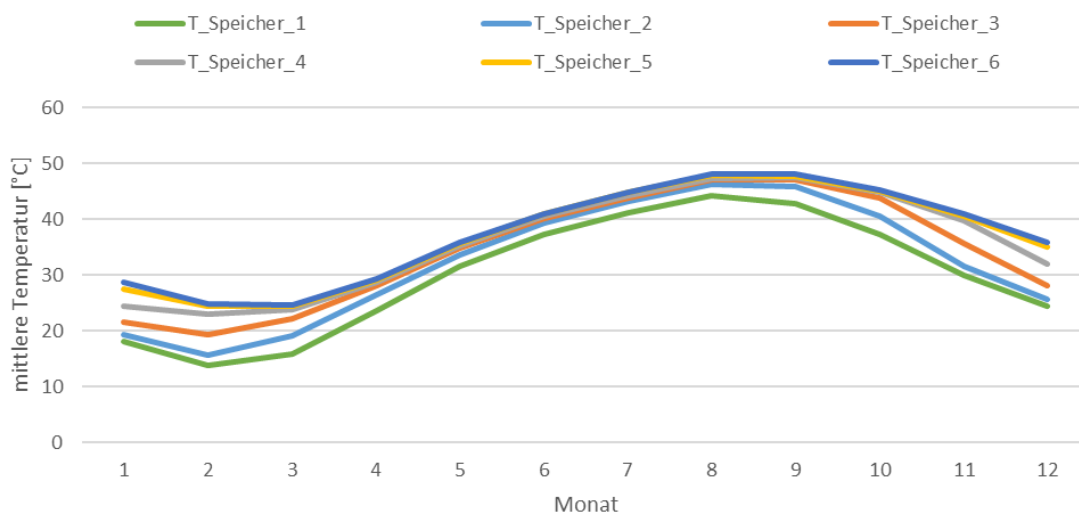


Abbildung 21: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 2.1

In Abbildung 22 ist der Stromertrag aus PVT- und PV-Anlage als gestapelte Flächen sowie der Strombedarf der Wärmepumpen bzw. des Gesamtsystems als Liniendiagramme (Strombedarf gesamt enthält auch den Wärmepumpenstrom). Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass mit Hilfe der lokalen Stromerzeugung der Strombedarf der Wärmepumpen in monatlicher Bilanzierung praktisch ganzjährig gedeckt ist. Aufgrund der unterschiedlichen Flächenverteilung im Vergleich zu Variante 1.1 ist der PV-Anteil wesentlich größer, als der PVT-Anteil. Der COP der Wärmepumpen liegt im Jahresschnitt 3,75.



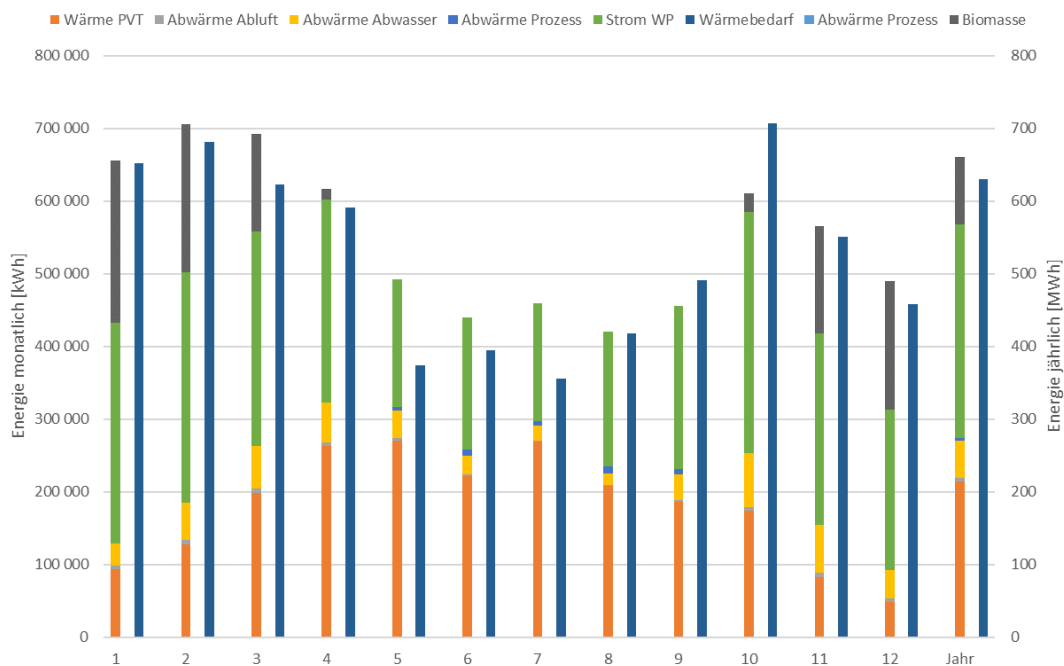


Abbildung 24: Energiebilanz von Variante 2.2 monatlich inkl. Jahresbilanz

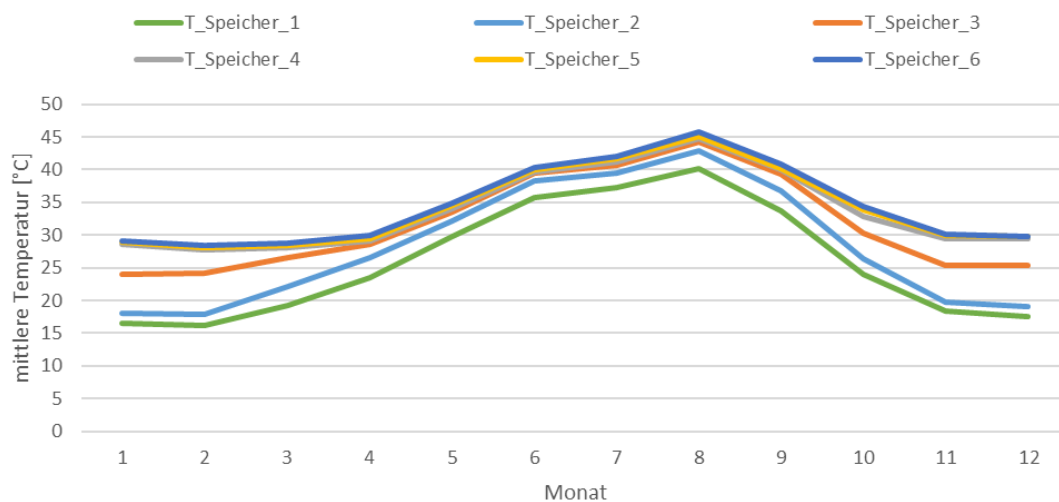


Abbildung 25: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Langzeit-Wärmespeicher für Variante 2.2

In Abbildung 26 ist der Stromertrag aus PVT- und PV-Anlage als gestapelte Flächen sowie der Strombedarf der Wärmepumpen bzw. des Gesamtsystems als Liniendiagramme (Strombedarf gesamt enthält auch den Wärmepumpenstrom). Aus dieser Grafik ist ersichtlich, dass mit Hilfe der lokalen Stromerzeugung der Strombedarf der Wärmepumpen in monatlicher Bilanzierung praktisch ganzjährig gedeckt ist. Im Vergleich zu Variante 2.1 ist das monatliche Energiedefizit von Oktober bis Februar etwas größer, dafür kann in den Sommermonaten mehr des Gesamtstrombedarfs gedeckt werden. Der COP der Wärmepumpen liegt im Jahresschnitt 3,76.

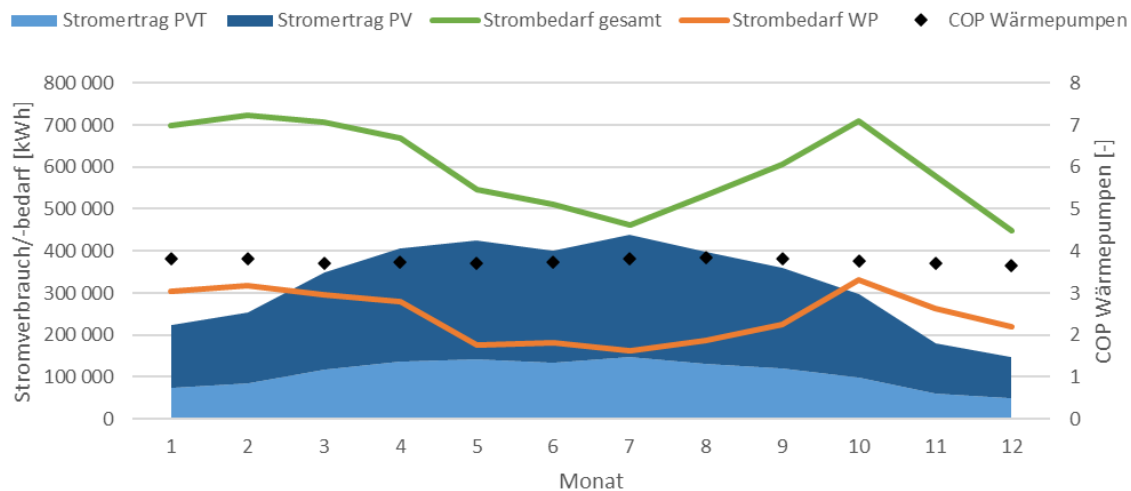


Abbildung 26: Strombedarf, lokale Erzeugung und COP der Wärmepumpen für Variante 2.2

### 3.4.2 Ökonomische Betrachtung

Wesentliche Inhalte (lt. Leitfaden Pkt. 4.2)

- Fundierte Kostenschätzung (Investition und Planung) sowie Abschätzung möglicher Förderungen

Die Grundlagen für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in Tabelle 1 zusammengefasst und die Ergebnisse für die Varianten 2.1 und 2.2 sind in Abbildung 27 ohne (links) und mit (rechts) Förderung dargestellt. Aufgrund der generell hohen Energiepreise und der langen Betrachtungsperiode von 50 Jahren sind die verbrauchsgebundenen Kosten (orange) der bestimmende Faktor. Deutlich ist die Energieeinsparung aufgrund der Umstellung des Dampfverteilnetzes auf Heißwasserverteilnetz im Unterschied zwischen den Varianten und der Referenz erkennbar. Die Umbauarbeiten des bestehenden Dampfverteilsystems auf Heißwassersystem wurden in den Varianten pauschal mit 200.000 € (einmalig) bewertet. Der Unterschied zwischen den beiden Varianten ist jedoch geringer, als bei Variante 1. Dies ist auf die nicht unbeträchtlichen Kosten der Fernwärme/Biomasse-Nachheizung zurückzuführen. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass eine vollständige Umstellung auf das Kombinationssystem Wärmepumpe mit Langzeit-Wärmespeicher, PVT- und PV-Anlage auch hier die wirtschaftlich günstigste Variante darstellt.

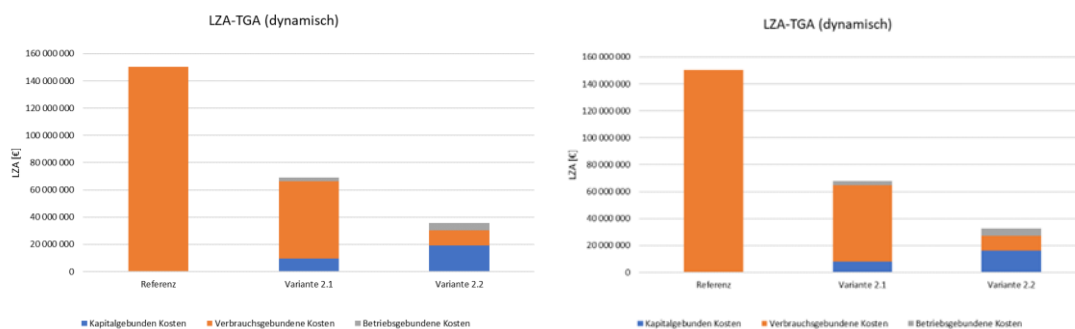


Abbildung 27: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für die Varianten 2.1 und 2.2



Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 3):

Tabelle 3: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für die Varianten 2.1 und 2.2

	Referenz	Variante 2.1		Variante 2.2	
		o. Förd.	m. Förd.	o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebundene WGK	-	0,16	0,14	0,12	0,10
Verbrauchsgebundene WGK	0,61	0,95	0,02	0,07	0,07
Betriebsgebundene WGK	-	0,05	0,04	0,03	0,03
<b>Gesamt</b>	<b>0,61</b>	<b>1,15</b>	<b>1,13</b>	<b>0,19</b>	<b>0,21</b>
Dyn. Amortisationszeit		<b>5,1 a</b>	<b>5,3 a</b>	<b>7,1 a</b>	<b>6,2 a</b>

Ähnlich wie beim Variantenvergleich 1.1 und 1.2 hat Variante 2.2 zwar eine längere Amortisationszeit, aber trotzdem geringe Lebenszykluskosten. Auch hier sind der Grund die langfristig stabilen verbrauchsgebundenen Kosten in Variante 2.2, was in [Abbildung 28](#) veranschaulicht wird.

### LZA-Betrachtung und Amortisation

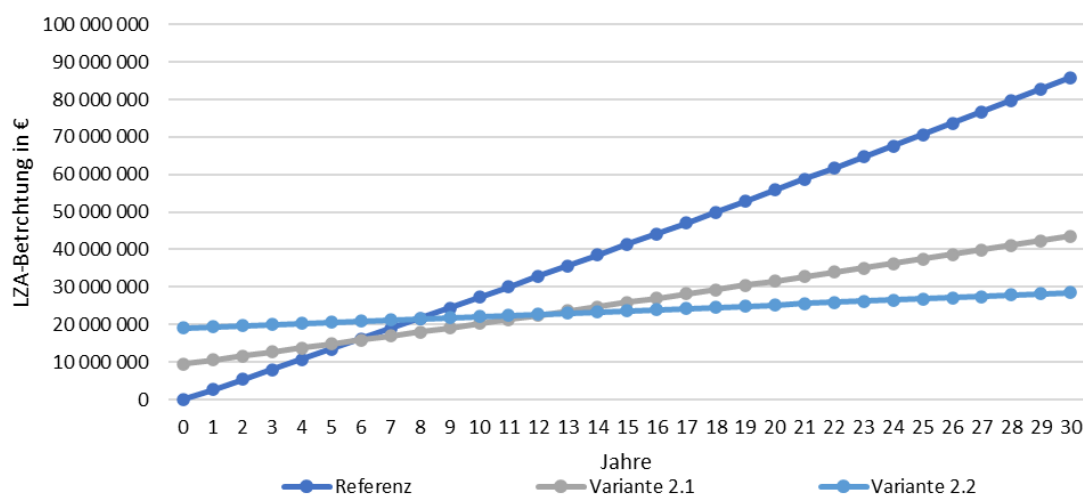


Abbildung 28: LZA-Betrachtung und Amortisation über 50 Jahre für die Varianten 2.1 und 2.2 (o. Förderung)

In [Abbildung 29](#) sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für die Varianten 2.1 und 2.2 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt. Auch in dieser Darstellung ist die Variante 2.2 die beste Wahl.

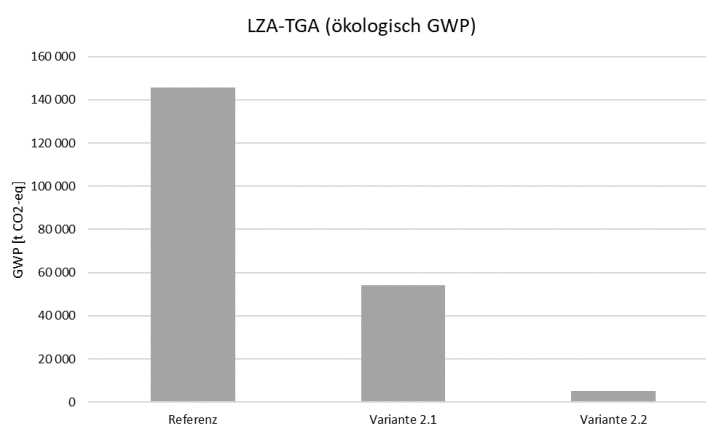


Abbildung 29: CO<sub>2</sub>-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 50 Jahren für die Varianten 2.1 und 2.2

Die technische und wirtschaftliche Übertragbarkeit ist gleich wie bei Variante 1.

### 3.4.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen bei Variante 2 sind – mit Ausnahme der Dimensionierungen von PVT- und PV-Anlage sowie Langzeit-Wärmespeicher – gleich wie in Kapitel 0 angeführt. Hinzu kommen jedoch die Rahmenbedingungen für die Biomasse-Stützheizung.

Die ergänzende Biomasse-Stützheizung würde auf eigenen Grund und Boden von Vossen errichtet werden. Für das Heizhaus gilt die lokale Bauordnung und das betriebliche Betriebsanlagengenehmigungsverfahren nach GewO 1995. Für Förderungen sind die Emissionskriterien der Umweltzeichen Richtlinie 37 – „Holzheizungen“ idgF und die nachfolgenden Grenzwerte für Staub und NO<sub>x</sub> dauerhaft einzuhalten sowie nach Projektumsetzung mittels Messgutachten nachzuweisen. Der Abgasverlust darf bei Nennlast gemäß Messgutachten maximal 13 % betragen. Weitere Fördervoraussetzung ist der Einsatz von mindestens 80 % regional aufgebrachtem Waldhackgut aus einem Einzugsbereich bis 50 km. Dazu zählen Rundholz- und Astmaterial ohne vorhergehende Bearbeitung, welches im Zuge der forstlichen Bewirtschaftung auf Flächen, die Wald im Sinne des Forstgesetzes darstellen, gewonnen wurden sowie Hackgut von Kurzumtriebsflächen und dergleichen. Nicht als Waldhackgut gelten Nebenprodukte aus der Holzver- und -bearbeitung (Späne, Spreißel, Rinde, Sägemehl etc.) sowie Flurgehölze, Holz aus Pflegemaßnahmen entlang von Straßen und dergleichen. Vossen GmbH unterliegt nicht dem öffentlichen Vergaberecht.

### 3.4.4 Regelungsstrategie

Eine Herausforderung für die Regelung ist die Sicherstellung ausreichender Temperaturen im Langzeitspeicher als Quelle für die Hochtemperaturwärmepumpen. Im konkreten Fall, werden sämtliche solaren Erträge in den Langzeitsammelspeicher geladen. Dabei können Zustände auftreten, in denen die Solaranlage trotz Drehzahlregelung die geforderte Solltemperatur am Kollektorausstritt nicht erreichen kann. An dieser Stelle muss das e-Talk4.0-Energiemanagementsystem entscheiden, welche weiteren Quellen (z.B. Abwärme) herangezogen werden. Über Smart-Metering und andere Methoden der Digitalisierung ist es möglich, dass alle Verbraucher und Erzeuger intelligent miteinander kommunizieren können und so das System ganzjährig stabil betrieben werden kann. Zusätzlich besteht die Möglichkeit durch den Einsatz von elektrischen Speichern, den Eigenverbrauch

zu erhöhen. Hierbei ist es nötig den „Drittverbrauch“ vom realen Eigenverbrauch abzugrenzen. Im Rahmen einer „Digitalisierungsstrategie - Smart Metering“ wird mit dem GreenTech Partner EMU Elektronik (AG 6340 Baar Schweiz) zusammengearbeitet. Es ist nun möglich, den weltweit ersten Stromzähler mit einer modernen Blockchain Technologie in die Systemarchitektur zu integrieren (siehe Datenblatt Energiezähler EMU Professional II im Anhang). Der intelligente Stromzähler eignet sich bestens für den Einsatz in modernen dezentralen Energielösungen, da durch ihn genaue Kostenstellenabrechnung, Untermessungen sowie detaillierte Leistungsüberwachung durchgeführt werden kann. Drittmengenabgrenzung und Energiemanagement erfolgen dabei in Echtzeit vollautomatisiert nach ISO 50001. Gekoppelt an den Verbrauchszähler wird automatisiert ein präzises Bild geliefert – fortlaufend und übersichtlich. Nutzer behalten den Überblick über Ihre Energiedaten, ob zur Analyse, späteren Abrechnung oder Drittmengenabgrenzung. Mit der systematischen Energiedatenerfassung werden Energieverbräuche verständlich dargelegt und Einsparpotenziale aufgedeckt bzw. laufend bestätigt. Das dient dem Controlling im laufenden Betrieb ebenso wie der Umwelt. So ermöglichen digitale Lösungen zur Verbesserung der Energieeffizienz auch Prognosen für den zukünftigen Energieverbrauch.

## 4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

(max. 5 Seiten)

Beschreibung der wesentlichen Projektergebnisse. Welche Schlussfolgerungen können daraus abgeleitet werden, welche Empfehlungen können gegeben werden?

Parallel zur Machbarkeitsstudie wurde ein detailliertes Energie-Audit durchgeführt, um belastbare Daten der Ist-Situation zu erhalten sowie Optimierungspotentiale zu identifizieren. Im Zuge dessen wurden zusätzlich Detailmessungen über einen Zeitraum von 2 Wochen durchgeführt und so belastbare Lastprofile der bestehenden Erzeuger und insbesondere der Verbraucher ermittelt. Diese wurden für die weiteren Systementwicklungen herangezogen. Als wichtigste Optimierung im Vergleich zum Bestandssystem wurde die Umstellung der Energieverteilung von Dampf auf Heißwasser identifiziert. Allein durch diese Umstellung können der Primärenergiebedarf und damit die Energiekosten wesentlich reduziert werden.

Als Ziel der Systemumstellung wurde ein Solarthermie-Wärmepumpensystem mit Langzeitwärmespeicher als Wärmepumpenquelle definiert, dessen Strombedarf möglichst vollständig lokal erzeugt wird. Unter diesen Randbedingungen sind PVT-Kollektoren eine sinnvolle Wahl, da sie einerseits für eine verlässliche Quellregeneration und andererseits für lokale Stromerzeugung sorgen und so eine exzellente Flächeneffizienz aufweisen. Durch eine ergänzende PV-Anlage wird der elektrische Deckungsgrad weiter verbessert. Auf die Betrachtung einer Systemkombination von Wärmepumpen mit Vakuumröhrenkollektoren – wie in der Antragsphase angedacht – wurde also nicht weiterverfolgt. Stattdessen wurden die folgende Systemkombinationen betrachtet:

1. PVT-Anlage zur Regeneration des saisonalen Erdbeckenspeichers, welcher als Quellspeicher für die Hochtemperatur-Wärmepumpen fungiert. Zusätzliche Regeneration findet durch Nutzung der vorhandenen Abwärmequellen statt.

2. Variante 1 wird um einen Fernwärmeanschluss oder einen lokalen Biomasse-Kessel ergänzt, welcher die Regeneration des Quellspeichers sicherstellt und so die notwendigen Flächen der PVT-Anlage wesentlich reduziert.

Für beide Varianten wurden jeweils 2 Subvarianten betrachtet:

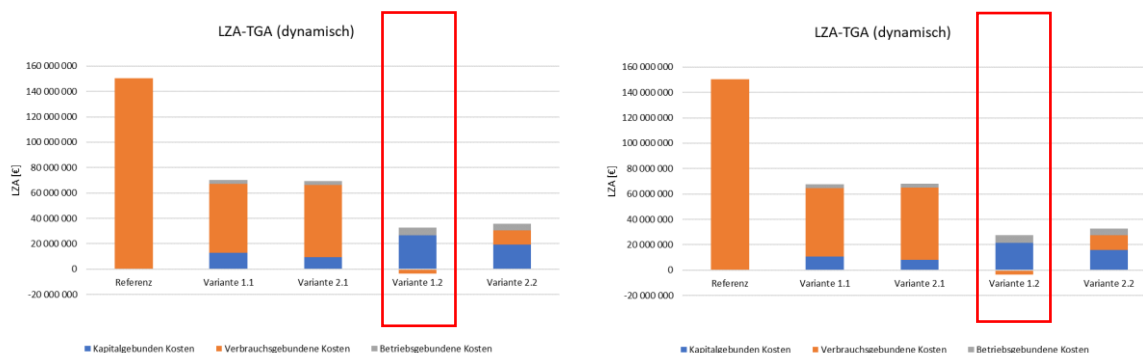
- a) Die direkt mit Gas befeuerten Anlagen (Tumbler 1 und 2 sowie Spannrahmen) werden so belassen. Der Gasbedarf wird in der ökonomischen und ökologischen Betrachtung berücksichtigt.
- b) Die direkt mit Gas befeuerten Anlagen werden mit einem neuen Dampferzeuger an das neue Heißwasser-System angeschlossen. Die Spitzenabdeckung für die Erreichung der notwendigen 150 °C wird mit einem kleinen Gaskessel erledigt.

Die Dimensionierung der insgesamt 4 Varianten ist in Tabelle 4 dargestellt.

*Tabelle 4: Dimensionierung der 4 betrachteten, neuen Systemkonzepte. Die bevorzugte Variante ist rot umrandet*

	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 2.1	Variante 2.2
<b>PVT-Anlage [m<sup>2</sup>]</b>	6 000,0	17 000,0	3 000,0	9 000,0
<b>Erdbeckenspeicher [m<sup>3</sup>]</b>	15 000,0	20 000,0	5 000,0	10 000,0
<b>Hochtemperatur-Wärmepumpen [MW]</b>	1,4	2,8	1,4	2,8
<b>Nahwärme-Anschluss [MW]</b>	-	-	0,5	0,5
<b>PV-Anlage [kWp]</b>	1 125,0	1 000,0	2 000,0	2 500,0
<b>PV-Anlage [m<sup>2</sup>]</b>	8 700,0	7 800,0	15 600,0	19 500,0

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach M7140 sind in Abbildung 30 und die CO<sub>2</sub>-Bilanz ist in Abbildung 31 dargestellt.



*Abbildung 30: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung (Betrachtungszeitraum: 50 Jahre) für alle Varianten; links: ohne Förderung, rechts: mit Förderung*

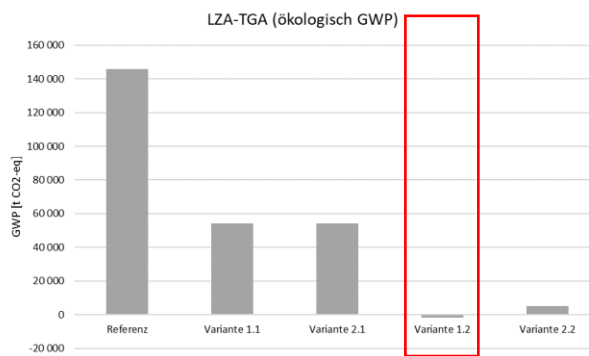


Abbildung 31: Variantenvergleich hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die Variante 1.2 über 50 Jahre betrachtet die ökonomisch und ökologisch günstigste sowie technisch die sauberste Variante darstellt und daher für die Umsetzung empfohlen wird.

Für die Errichtung der Kollektorflächen (PVT und PV) stehen eine Reihe Dachflächen zur Verfügung, deren statische Belastbarkeit noch zu prüfen ist. Ersten Einschätzungen zu Folge sollte es jedoch möglich sein, diese zu nutzen. Die statische Überprüfung wird im Zuge der Detailplanungsarbeiten beauftragt. Zusätzlich zu den Dachflächen befinden sich ausreichend große Grundstücke im Eigentum der Vossen GmbH, die sowohl für die Kollektorflächen, als auch für die Errichtung des Langzeit-Wärmespeichers nutzbar sind.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind dem Projektteam keine behördlichen Auflagen bekannt, die die Umsetzung der bevorzugten Variante erschweren oder unmöglich machen.

## C) Projektdetails

### 5 Arbeits- und Zeitplan

(max. 1 Seite)

Kurze Übersichtsdarstellung des Arbeits- und Zeitplans (keine Details).

#### **Phase I – Machbarkeitsstudie mit Energieaudit abgeschlossen 31.01.2023**

- ab 31.01.2023: Präsentation Phasenmodell 1-4 für die Umsetzung beim Mutterkonzern Linz Textil Holding AG

#### **Phase II - Detailplanungsphase**

- 15.02.2022: Beauftragung statischer Befund der Dachunterkonstruktion/Hallendachflächen
- 28.02.2023: Start mit den Sofortmaßnahmen gemäß kurzfristige Maßnahmen - siehe Energieaudit vom 30.11.2023
- 15.03.2023: Aufstellung des Planungsteam und Start mit den spezifischen Planungsmaßnahmen
- 30.04.2023: Vorlage eines technischen Layout - Start mit TRNSYS Simulationsmodell
- 02.05.2023: Kostenevaluierung für die erforderlichen Maßnahmen und Erstellung eines Investitionsplan
- 02.05.2023: Prüfung der Lieferzeiten für die Schlüsselkomponenten
- 15.05.2023: Terminplanerstellung auf Basis der evaluierten Lieferzeiten und Kostenlage,
- 30.06.2023: Präqualifizierung von Contracting-Partner für eine künftige Projektumsetzung und Betriebsführung. Reservierung der PVT-Paneele und Wechselrichter für das Jahr 2024
- 30.06.2023: erforderliche Schnittstellenfreigabe
- 30.07.2023: Evaluierung der erforderlichen behördlichen Projektunterlagen
- 30.09.2023: Abwicklung der behördlich erforderlichen Maßnahmen zur Genehmigung der Schlüsselkomponenten
- 31.10.2023: Abschluss der Ausschreibungsunterlagen

#### **Phase III - Bestellung der erforderlichen Leistungen für die Projektumsetzung**

Start: 30.11.2023

- Weitere Terminfeinabstimmung – Stufenplan für Umbau des Standortes Vossen muss aus wirtschaftlichen Gründen bei laufendem Betrieb erfolgen.
- Prüfung der zeitkritischen Schlüsselkomponenten wie PVT-Kollektoranlage, Hochtemperatur-Wärmepumpen, Langzeitspeicher hinsichtlich Lieferzeiten und Montagepersonalkapazitäten
- 04.03.2024 Produktionsfreigabe für die erforderlichen PVT-Module
- 31.07.2024 Verfügbarkeit der erforderlichen PVT-Module und Wechselrichter
- 31.07.2025: Abschluss der Umbauarbeiten

### Phase IV - Inbetriebnahme aller Sektoren und Start mit der Monitoringphase

Start: 31.07.2024

31.12.2025: Abrechnung der zugeteilten Fördermittel

30.06.2026: Evaluierung der Monitoringdaten mit begleitenden Verbesserungsmaßnahmen

30.06.2026: Überleitung in den Normalbetrieb

## 6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Tabellarische Angabe von (wissenschaftlichen) Publikationen, die aus dem Projekt entstanden sind, sowie sonstiger relevanter Disseminierungsaktivitäten.

Art der	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Themenveranstaltung	Solare Eigenversorgung von Industriebetrieben, Austria Solar, Graz (16.11.2022)	CO2-freie Energieversorgung für die Industrie	Ca. 60
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (30.11.2022)	Wege zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse ab 70°C bis 150°C	Ca. 50
Themenveranstaltung	Solare Eigenversorgung von Gebäuden und Quartieren, Austria Solar, FH Pinkafeld (08.02.2023)	Zero Emission Building und Prozess Design in Verbindung mit PVT-Kollektoren	
Symposium (Poster)	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Zero Emission Bulding Design, Solare Prozesswärme: The next step into the future	
Symposium (Vortrag)	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Industrielle Wärmeversorgung durch die Kombination von Solarthermie, PV/PVT und der Rotationswärmepumpe	

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 Rechthinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.