

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Solare Fernwärme Leibnitz-Tillmitsch
Programm inkl. Jahr:	Solarfeld 2026
Dauer:	01.07.2024 bis 30.09.2026
Kontaktperson Name:	Haselbacher Markus
Kontaktperson Adresse:	Gemeindestraße 10 8434 Tillmitsch
Kontaktperson Telefon:	0043-(0)3452/84921
Kontaktperson E-Mail:	m.haselbacher@haselbacher.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien GmbH (Projektpartner) Horn Consult – Dr. Wolfgang Horn (Projektpartner)
Schlagwörter:	Solarthermie, Fernwärme, solare Grossanlage
Auftragssumme:	8.291.608,00 €
Klimafonds-Nr:	C283265
Erstellt am:	24.05.2024

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	3
2	Hintergrund und Zielsetzung	3
3	Projekthalt und Ergebnis(se)	5
3.1	Variante 1 „Direktversorgung Fernwärme“	5
3.1.1	Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept	5
3.1.2	Ökonomische Betrachtung	9
3.1.3	Rahmenbedingungen	12
3.2	Variante 2 „Interne Speicherbewirtschaftung mit Wärmepumpe“	13
3.2.1	Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept	13
3.2.2	Ökonomische Betrachtung	15
3.2.3	Rahmenbedingungen	18
4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	18
5	Umsetzungsplan der Solaren Großanlage	19
6	Publikationen und Disseminierungsaktivitäten	19
7	Anhang	19

1 Kurzfassung

Der Fernwärmenetzverbund in den Gemeinden Tillmitsch-Leibnitz-Wagna ist bekannt geworden als „Fernwärme Demonstrators Leibnitz“ gemäß „Vorzeigeregionen Energie“, eine Programmlinie der Republik Österreich. Die Begleitforschung im Leitprojekt „Thermafex“ (2018-22) hat das Projekt begleitet. Das Netz umfasst eine vielfältige Auswahl an interaktiven Erzeugungsanlagen, darunter auch zwei Biomassekessel in der Heizzentrale von Kaindorf. Angesichts der zu erwartenden Preisschwankungen und steigenden Kosten für Biomasse in der Zukunft hat man sich dazu entschlossen, eine Solarthermieanlage zu installieren. Diese Solarthermieanlage hat das Ziel, im Sommerbetrieb die beiden 3 MW Biomassekessel der Heizzentrale Kaindorf zu substituieren und das Nahwärmenetz während des restlichen Jahres zu unterstützen. Die Diversifizierung der Wärmequellen durch solare Erträge ist strategisch gewollt. Spätere Ergänzungen mit Wärmepumpen nach 2025 und damit Sektorkoppelung zu (PV-) Strom sind in Vorbereitung.

Im Zuge der Machbarkeitsstudie wurde eine Anlagenbegehung durchgeführt, sowie Betriebsdaten wie Temperaturniveaus und Energieverbräuche der Wärmeversorgung der Kessel erfasst. Aufgrund der Daten wurden zwei alternative Konzepte erstellt und untersucht: Variante 1 mit Solarthermie und Kurzzeitspeicher sowie Variante 2 mit Solarthermie, Kurzzeitspeicher und einer Wärmepumpe zur internen Speicherbewirtschaftung.

Aufgrund der hohen Versorgungstemperaturen im Netz (65/90°C) entschied man sich für doppelverglaste Flachkollektoren, da diese eine bessere thermische Effizienz aufweisen. Beide Varianten schaffen es, den Sommerbetrieb der Biomassekessel zu ersetzen, wobei Variante 2 sogar in der Lage ist, den Biomassebetrieb weitestgehend auf die Monate November bis März zu reduzieren, mit nur minimalen Anforderungen in Oktober und April.

Trotzdem hat sich im Verlauf der Untersuchungen herausgestellt, dass Variante 1 wirtschaftlicher ist. Variante 2 erfordert aufgrund der hohen Anfangsinvestitionskosten und des Stromverbrauchs der Wärmepumpe während des Betriebs besonders günstige Stromtarife, um wirtschaftlich effizient zu sein.

Key Data: Die Investitionssumme beträgt netto um die 7 Millionen EURO (ohne Abzug einer optionalen Förderung durch KLIEN/KPC). Die in 25 Jahren kalkulatorischer Lebensdauer erzielbaren Energieerträge sind auf 150 Gigawattstunden Wärme berechnet, die Menge der im gleichen Zeitraum eingesparten CO₂-Emissionen liegt um die 53.000 Tonnen

2 Hintergrund und Zielsetzung

Ein Großteil der Wärmeversorgung in der Region um Leibnitz, einschließlich der Gemeinden Tillmitsch, Kaindorf und Gralla, wird derzeit durch ein Fernwärmeverbundsystem gewährleistet („Demonstrator Leibnitz“ im Rahmen der Programmlinie „Vorzeigeregionen Energie“). Eine bedeutende Weiterentwicklung in diesem Kontext ist die geplante Substitution der Biomassekessel am Standort Kaindorf im Sommer. Dies soll mit Hilfe einer solarthermischen Anlage in Verbindung mit einem Speichersystem realisiert werden. Diese Entscheidung basiert auf verschiedenen Faktoren, darunter die volatilen Preise für Biomasse und die Aussicht auf zukünftige Preisanstiege. Um sich gegen diese Entwicklungen abzusichern und gleichzeitig eine nachhaltige und umweltfreundliche Energieversorgung sicherzustellen, hat die Nahwärme Tillmitsch GmbH ein starkes Interesse daran, die Wärmeversorgung verstärkt auf solarthermische Energie umzustellen. Dieser Schritt soll nicht nur die

Versorgung zukunftssicher machen, sondern auch einen nachhaltigen Beitrag zum Umweltschutz leisten.

Um einen detaillierten Überblick über die momentane Situation am Standort Kaindorf zu erhalten, wurde eine Anlagenbegehung sowie eine Analyse der Betriebsdaten des Jahres 2022 durchgeführt. In Abbildung 1 und Abbildung 2 sind jeweils die Versorgungstemperaturen für das Fernwärmenetz Tillmitsch und die erzeugten Leistungen der beiden Biomassekessel am Standort Kaindorf für das Jahr 2022 dargestellt.

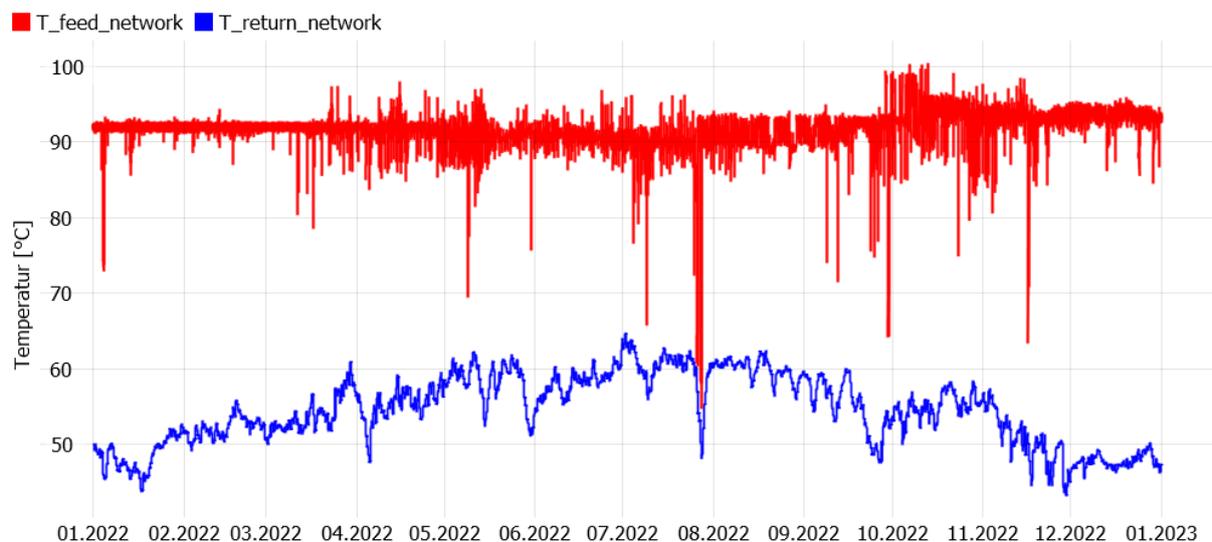


Abbildung 1: Vor- und Rücklauftemperaturen der Netzversorgung am Standort Kaindorf im Jahr 2022.

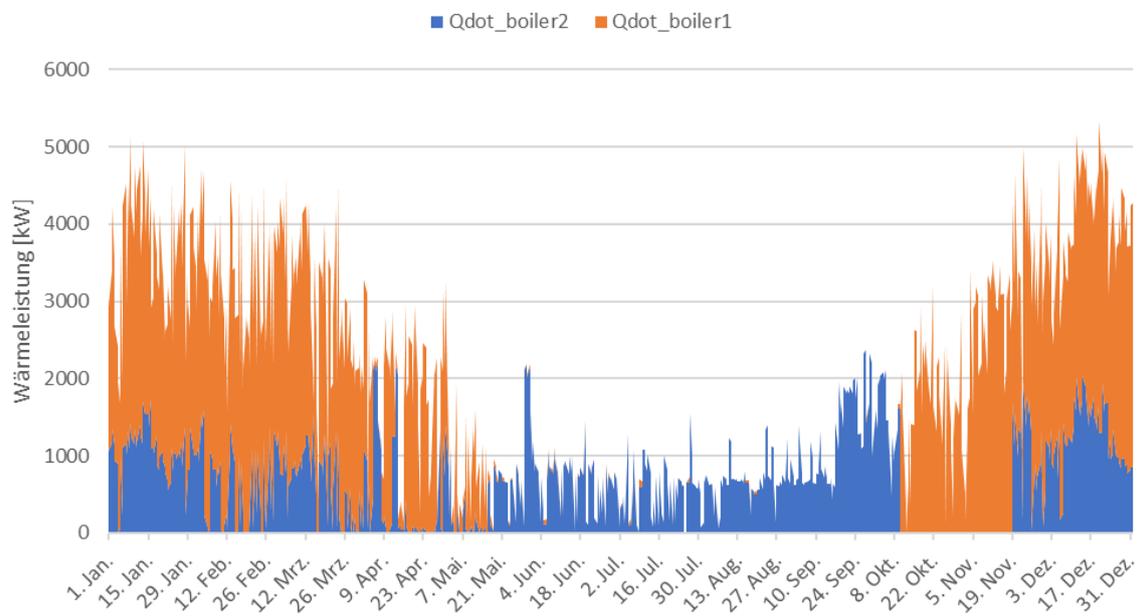


Abbildung 2: Erzeugte Wärmeleistung (gestapelt) der beiden Biomassekessel am Standort Kaindorf im Jahr 2022.

Ziel der Machbarkeitsstudie:

Das Fernwärmeverbundsystem „Demonstrator Leibnitz“ soll diversifiziert werden. Die Biomassekessel am Standort Kaindorf sollen im Sommer gänzlich ausgeschaltet werden. Dazu wird eine Solare

Großanlage geplant, welche, in Kombination mit einem Wärmespeicher, den Kesselbetrieb vollständig substituieren kann.

Beteiligte Partner:

Nahwärme Tillmitsch GmbH & Co KG: Betreiber des Fernwärmenetzes, Bereitstellung Betriebsdaten

AEE GmbH: Bewertung des Bestandssystems, neues thermisches Anlagenkonzept inkl. Konzept für Wärmespeicher in Kombination mit Solarthermie und Wärmepumpe, Anlagensimulation und Dimensionierung sowie Variantenrechnung, Wirtschaftlichkeitsanalyse, Berichtserstellung

Dr. Wolfgang Horn (Horn Consult): Beratende Tätigkeiten, Kommunikation mit lokalen Gemeinden, Abstimmung mit lokalen Raumplaner, Unterstützung bei der Akquise der vorhandenen Freiflächen

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

3.1 Variante 1 „Direktversorgung Fernwärme“

3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Für die Varianten der direkten Fernwärmeversorgung wird eine solarthermische Großanlage mit Kollektorgrößen von 10'000 und 15'000m² in Kombination mit einem 4'000m³ großen Stahltankspeicher sowie eine 15'000m² große Kollektorfläche in Kombination mit einem 10'000m³ großen Speichertank untersucht. Die solarthermische Anlage kann anhand des verfügbaren Temperaturniveaus am Kollektoraustritt auf zwei unterschiedlichen Höhen in den Tankspeicher einspeisen. Da es sich um einen drucklosen Speicher handelt ist die Maximaltemperatur mit 95°C begrenzt.

Die restliche vom Wärmenetz benötigte Leistung wird durch einen bzw. beide Biomassekessel bereitgestellt.

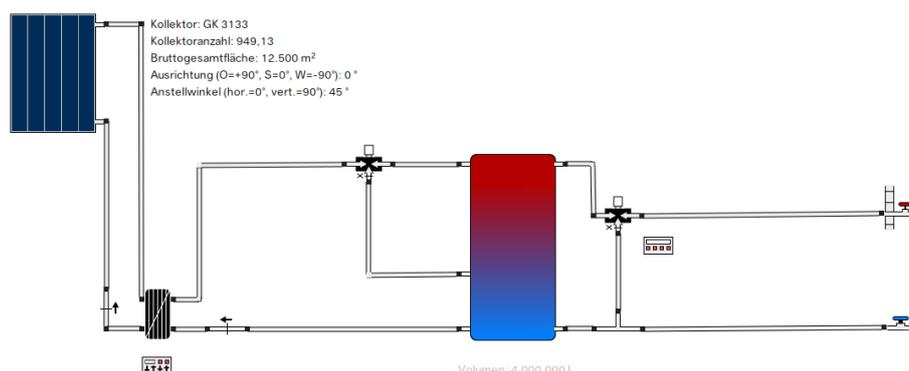


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Variante 1 "Direktversorgung Fernwärme". (Quelle: Polysun)

Bei den vorgesehenen Speichern handelt es sich um Stahltankspeicher mit marktüblichen Isolierungswerten. Speicher dieser Größe werden für gewöhnlich in Einzelsegmenten geliefert und vor Ort zusammengeschweißt. Mögliche Speicherdimensionierungen sind in Abbildung 4 in einem Grobentwurf dargestellt.

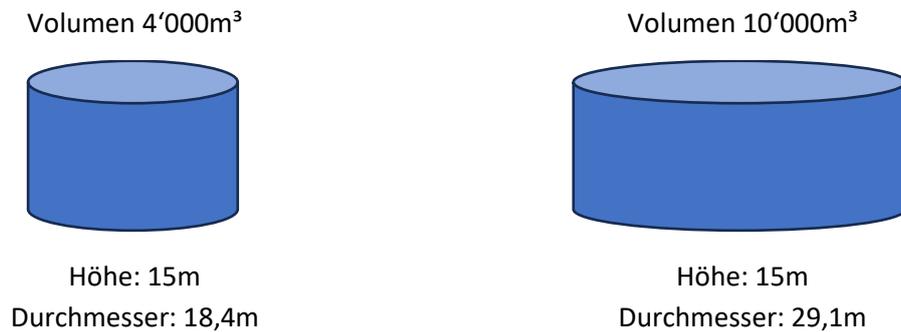


Abbildung 4: Mögliche Speicherdimensionierung im Grobentwurf.

Es wurden drei unterschiedliche Systemvariationen betrachtet (s. Tabelle 1), dabei wurde einmal das Kollektorfeld von 10'000m² auf 15'000m² erhöht und in einem zweiten Schritt das Speichervolumen von 4'000m³ auf 10'000m³ erhöht.

Tabelle 1: Systemgrößen der Variante 1.

	Solarthermie [m ²]	Tankspeicher [m ³]
Var 1.1	10'000	4'000
Var 1.2	15'000	4'000
Var 1.3	15'000	10'000

Als Kollektorart wurde der doppelverglaste Flachkollektor GK3133¹ der Firma GREENoneTEC gewählt. Die wesentlichen Kollektordaten sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Leistungsdaten des verwendeten Kollektors.

Kollektortyp	Großkollektor GK 3133
Verglasung	Doppelverglast
Kollektorfläche [m ²]	13,17
Aperturfläche [m ²]	12,35
η_0 [-]	0,814
a_1 [W/(m ² K)]	2,102
a_2 [W/(m ² K ²)]	0,016

In Abbildung 5 ist die Energiebilanz der solaren Fernwärmeunterstützung der Varianten 1.1 – 1.3 auf Monatsbasis dargestellt. Ergänzend dazu sind in Tabelle 3 die Ergebnisse der energetischen Betrachtung aufgeführt.

¹ https://www.greenonetec.com/wp-content/uploads/2023/04/3003_en_PDB_2023-03.pdf

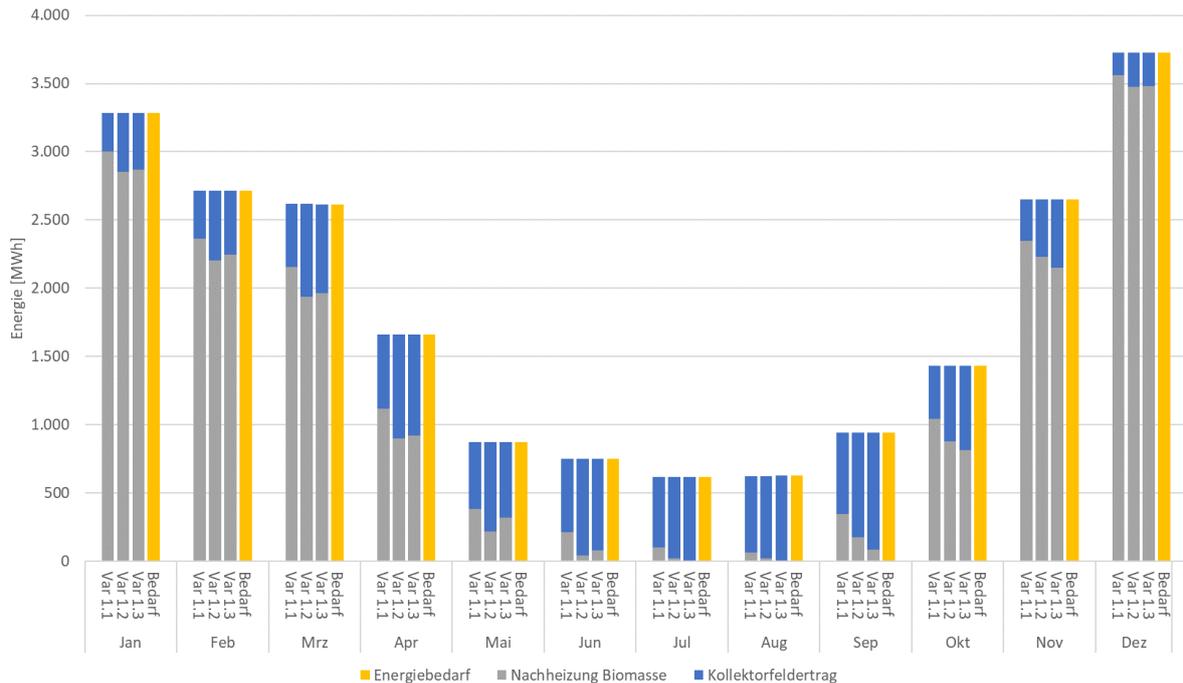


Abbildung 5: Energiebilanz der solaren Fernwärmeunterstützung Varianten 1.1-1.3.

Tabelle 3: Ergebnisse der energetischen Betrachtung (ein ganzes Jahr) der Varianten 1.1-1.3.

	Energiebedarf [MWh]	Kollektorfeldertrag [MWh]	Spez. Ertrag [kWh/m ² /a] (Apertur)	Nachheizung Biomasse [MWh]	Solare Deckung [%]
Var 1.1	21.894	5.363	572	16.695	24,3
Var 1.2	21.894	7.123	506	14.948	32,3
Var 1.3	21.894	7.261	516	14.932	32,7

In Abbildung 6 ist der solare Deckungsgrad der Systemvarianten 1.1 – 1.3 dargestellt. Eine angestrebte 100%ige Deckung der Sommerlast ist aufgrund der hohen Temperaturen, die im Netzvorlauf (~92°C) gefordert sind, nicht, bzw. nur durch unverhältnismäßig höheren Systemaufwand (deutlich größere Kollektorfläche und größerer Speicher), möglich. Des Weiteren liegt durch die Nicht-Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Bedarf von Wärme ein natürliches Missmatch vor. Dennoch sind gerade von Juni bis August solare Deckungen von über 90% möglich. Variante 1.3 weist durch den größeren Speicher einen zeitlichen Versatz im Vergleich zu Variante 1.2 auf und kann sogar im September noch eine solare Deckung von 91% gewährleisten.

Maßnahmen zur Erhöhung des Deckungsgrades wären zum einen eine Absenkung der Netzvorlauftemperatur und zum anderen könnte ein druckbehafteter Speicher eingesetzt werden, um Speichertemperaturen von über 100°C und damit eine Erhöhung der Speicherkapazität zu ermöglichen.

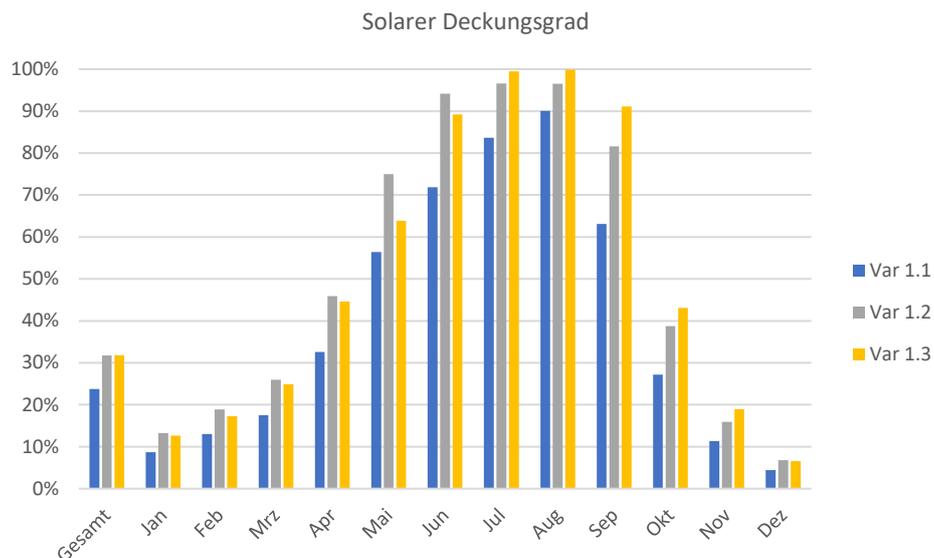


Abbildung 6: Solarer Deckungsgrad der Systemvarianten 1.1 – 1.3.

Abbildung 7 zeigt die monatlichen Mitteltemperaturen des Speichertanks. Wie zu erwarten, sind die Temperaturen der Variante 1.1 mit der kleinsten Kollektorfläche am niedrigsten. Mit steigenden Kollektorfläche steigen ebenfalls die Temperaturen im Speicher. Die höhere Speicherkapazität der Variante 1.3 zeigt sich auch hier in den Temperaturverläufen, deren Spitzen zeitlich später ins Jahr verschoben sind.

Bei Variante 1.2 geht die Gesamtanlage an 10 Tagen in Stagnation. In Variante 1.3 nur mehr an 5 Tagen. In Variante 1.1 tritt keine Stagnation auf.

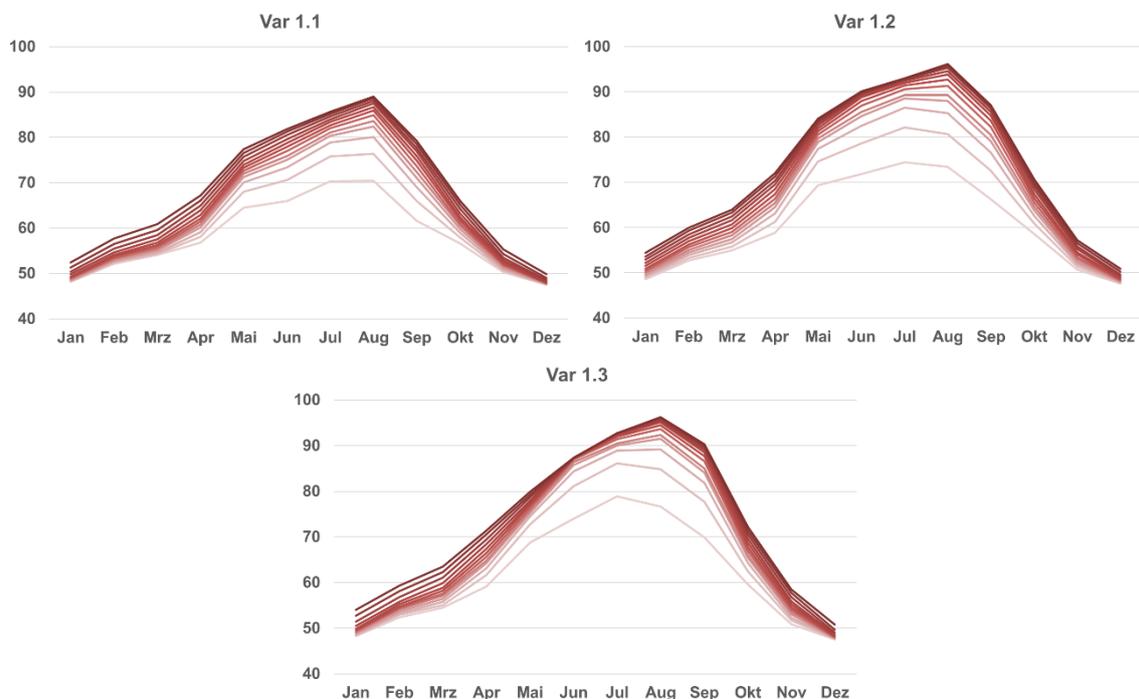


Abbildung 7: Monatliche Speichermitteltemperaturen der Varianten 1.1 – 1.3.

3.1.2 Ökonomische Betrachtung

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einschließlich Wärmegestehungskosten wurden die untenstehenden Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten angenommen (Tabelle 4). Da diese wirtschaftlichen Grunddaten starken Variationen unterliegen, sei es durch kostengünstige Angebote von Systemkomponenten oder bspw. teuren verbrauchsgebundenen Kosten wurden der Wirtschaftlichkeitsrechnung zwei Ansätze zugrunde gelegt, eine teure und eine günstige Variante. Die Ergebnisse der ökonomischen Betrachtung stellen dabei dann eine Bandbreite dar in der sich die Systeme bewegen. Dieselben Werte gelten auch für den zweiten systemischen Ansatz, unten (3.2), und werden nicht ausdrücklich noch einmal aufgeführt.

Tabelle 4: Zusammenfassung der Daten zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit.

Variante	teuer	günstig
Betrachtungsperiode	25 Jahre	
Kalkulationszinssatz	4%/Jahr	
CO ₂ -Preissteigerung	2%/Jahr	
Spez. CO ₂ -Kosten (Projektion)	100 €/Tonne	
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	4%	
Lebensdauer Biomassekessel	20 Jahre	
Lebensdauer Solarthermie	30 Jahre	
Lebensdauer Speichertank	50 Jahre	
Lebensdauer Wärmepumpen	20 Jahre	
Spez. Kosten Solar-Anlage (inkl. Montage)	400 €/m ² (laut GREENoneTEC)	300 €/m ²
Spez. Kosten Speichertank (inkl. Dämmung und Wetterschutz)	300 €/m ³	75 €/m ³
Spez. Kosten Wärmepumpen (inkl. Transport, Einbringung, Inbetriebnahme)	1'000 €/kW	500 €/kW
Verbindungsleitung (neu)	600 €/m	
Regelungstechnik (pauschal)	25'000 €	
Flächenpacht	1 €/m ² /a	
Energiekosten		
Strom ²	90 €/MWh	
Biomasse (Gestehungskosten laut Betreiber)	41,65 €/MWh	
Wartungskosten		
Solarthermie, Speichertank	0,5% der Investitionskosten	
Wärmepumpe	2% der Investitionskosten	
Biomassekessel (pauschal, laut Betreiber)	3'000 €/Kessel/a	
Förderungen		
30% der Investitionskosten von Solaranlage, Speichertank und Wärmepumpe		

² Bezug aus nahegelegener PV-Anlage zu vergünstigten Konditionen

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind für den teuren Auslegungsfall in Abbildung 8 und für den günstigen Auslegungsfall in Abbildung 9 jeweils ohne (links) und mit (rechts) Förderung dargestellt. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass sich Variante 1.2 über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren als die wirtschaftlich attraktivste Wahl erweist. Im Szenario mit hohen Anfangsinvestitionen gestaltet es sich schwierig, die Wirtschaftlichkeit ohne Förderung sicherzustellen. Bei Berücksichtigung von Fördermitteln sind die Varianten zwar wirtschaftlich umsetzbar, dennoch sind die Amortisationszeiten immer noch lang (13-15 Jahre). Im Gegensatz dazu können im günstigen Szenario, auch ohne staatliche Förderung, akzeptable Amortisationszeiten im Bereich von 13 bis 15 Jahren erreicht werden. Mit Förderungsmitteln können diese Zeiträume jedoch erheblich verkürzt werden, um bis zu 5 Jahren, was die Investition in solche Anlagen äußerst attraktiv macht.

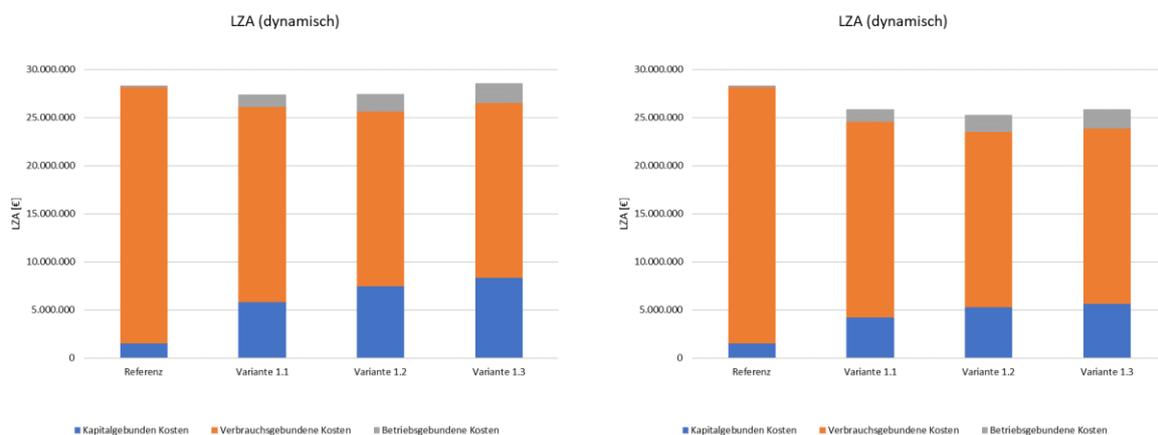


Abbildung 8: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung der **teuren** Varianten 1.1-1.3 **ohne** Förderung des Klimafonds (links) und **mit** Förderung (rechts).

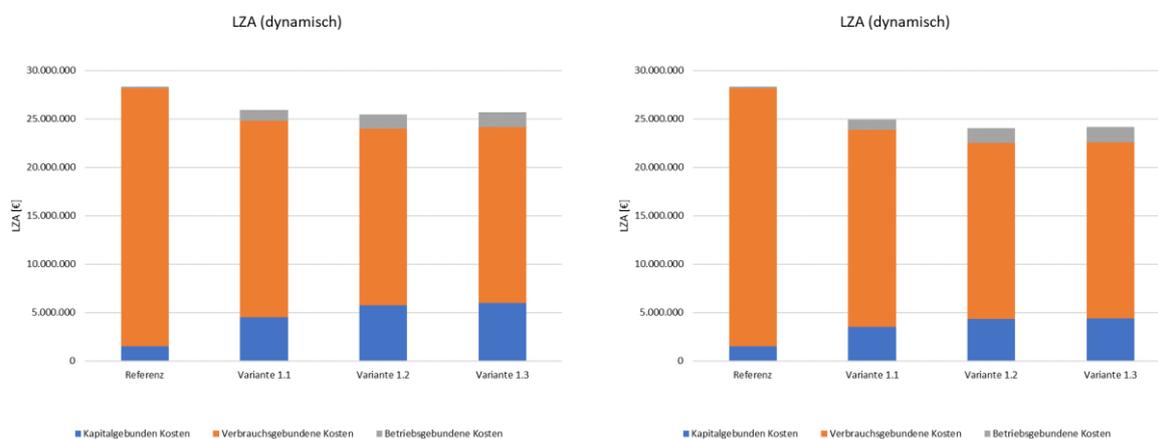


Abbildung 9: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung der **günstigen** Varianten 1.1-1.3 **ohne** Förderung des Klimafonds (links) und **mit** Förderung (rechts).

Für die Wärmegestehungskosten (WGK) in [€/MWh] und die dynamischen Amortisationszeiten der teuren und günstigen Variante wurden folgende Werte ermittelt:

Tabelle 5: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten der Varianten 1.1-1.3 für den Fall **teurer** Investitionskosten. (k.E. = kein Ergebnis)

teuer	Referenz	Variante 1.1		Variante 1.2		Variante 1.3	
		o. Förd.	m. Förd.	o. Förd.	m. Förd.	o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebunden	4,39	16,91	12,35	21,78	15,47	24,41	16,52

Verbrauchsgebunden	77,95	59,44		53,22		53,16	
Betriebsgebunden	0,44	3,80		5,26		5,92	
Gesamt	82,77	80,15	75,59	80,26	73,95	83,49	75,60
Dyn. Amortisation [a]	-	20,2	13,1	21,1	13,1	25,9	15,2
Stat. Amortisation [a]	-	20,7	13,1	21,8	13,9	25,9	15,7

Tabelle 6: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten der Varianten 1.1-1.3 für den Fall **günstiger** Investitionen.

günstig	Referenz	Variante 1.1		Variante 1.2		Variante 1.3	
		o. Förd.	m. Förd.	o. Förd.	m. Förd.	o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebunden	4,39	13,16	10,26	16,81	12,6	17,47	12,86
Verbrauchsgebunden	77,95	59,44		53,22		53,16	
Betriebsgebunden	0,44	3,11		4,39		4,55	
Gesamt	82,77	75,70	72,81	74,41	70,20	75,18	70,58
Dyn. Amortisation [a]	-	13,1	9,3	14,0	9,1	15,1	10,3
Stat. Amortisation [a]	-	13,8	9,3	14,9	9,9	15,8	10,3

In Abbildung 10 ist die LZA-Betrachtung bzw. die Amortisation der Varianten 1.1-1.3 im teuren und im günstigen Auslegungsfall dargestellt. Etwaige Förderungen wurden dabei berücksichtigt.

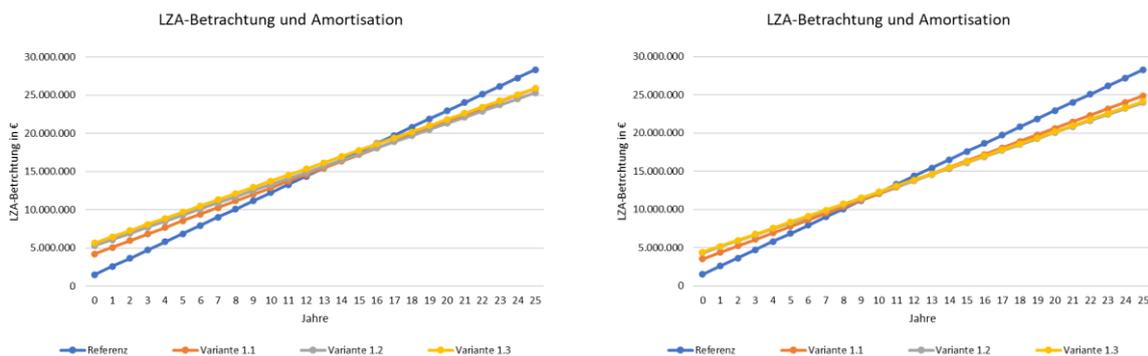


Abbildung 10: LZA-Betrachtung und dynamische Amortisation über 30 Jahre für Varianten 1.1-1.3 für den **teuren** (links) und den **günstigen** (rechts) Auslegungsfall (jeweils **mit** Berücksichtigung Förderung).

In Abbildung 11 sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) der Varianten 1.1-1.3 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt. Die vorgeschlagenen Systemvarianten weisen geringere CO₂-Emissionen als das Referenzsystem auf. Mit vergrößerten Kollektorflächen und folglich größeren Solarerträgen und damit geringerem Brennstoffbedarf der Biomassekessel, können weitere Emissionen eingespart werden. Der Einfluss eines größeren Speichertanks (Variante 1.3) ist hierbei gering.

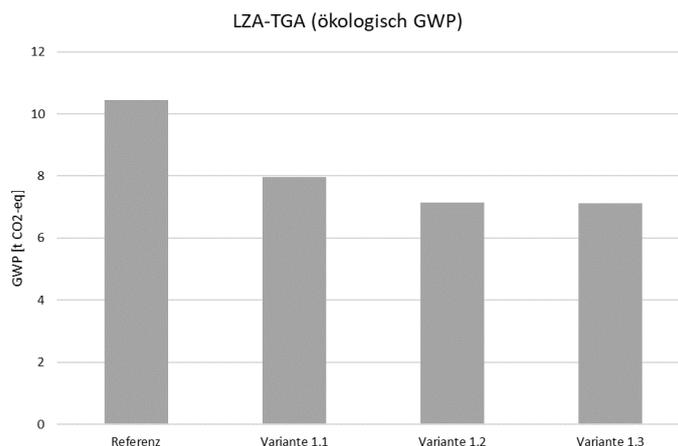


Abbildung 11: CO₂-Emissionen der Varianten 1.1-1.3 im Vergleich zum Referenzsystem über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren.

3.1.3 Rahmenbedingungen

Darstellung der geplanten Solarflächen

Für die Aufstellung des Kollektorfeldes ist eine Freifläche vorgesehen, welche sich in ca. 1 km Entfernung zum Heizwerk und Netzanschlusspunkt Kaindorf befindet. Eine Flächennutzung eines ca. 3 ha großen Grundstücks wird derzeit mit der Eigentümerin über ein Pachtmodell verhandelt. Dabei wurde ein Pachtpreis von 10.000 €/ha/a zugesichert, welcher in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt ist.

Im Entwicklungsprogramm des Landes Steiermark für den Sachbereich Erneuerbare Energie – Solarenergie wurden 2023 per Verordnung (52. Verordnung der Steiermärkischen Landesregierung vom 1. Juni 2023) Vorrangzonen für die Solarenergienutzung definiert (vgl. Abbildung 12). Die für den Bau destinierte Freifläche für den Bau des Kollektorfeldes ist Teil der Vorrangzone 2.34 „Tillmitsch“ mit ca. 40 ha Gesamtfläche. Damit sind überörtlichen Vorgaben zum raumverträglichen Ausbau von Energieerzeugungsanlagen aus Solarenergie ex ante durch das Land Steiermark festgelegt und somit optimale rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau gegeben.

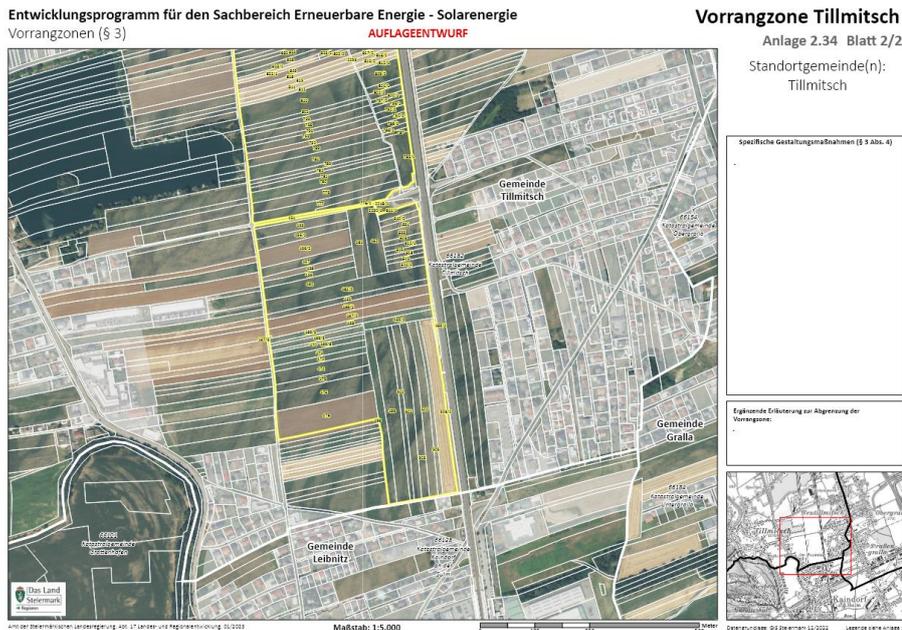


Abbildung 12: Von der Gemeinde als solare Vorrangflächen definierte Zone (gelb).

Aufstellung des Tankspeichers

Die Aufstellung des Tankspeichers ist auf dem Gelände des Heizwerks Kaindorf vorgesehen, welches sich im Besitz der Nahwärme Tillmitsch GmbH befindet.

Sonstiges

Nicht relevant

3.2 Variante 2 „Interne Speicherbewirtschaftung mit Wärmepumpe“

3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Als zweites Systemkonzept wird eine Variante untersucht, welche mit Hilfe einer Wärmepumpe den Speichertank intern bewirtschaftet. Dabei wird das ursprüngliche Konzept aus Variante 1 beibehalten und um eine Wärmepumpe, bzw. eine Wärmepumpengruppe zu 4x700kW, ergänzt. Diese dient zur Umschichtung und gleichzeitig thermischen Aufwertung der solaren Wärme innerhalb des Speichertanks. Das schematische Blockschaltbild ist in Abbildung 13 dargestellt, die Analogendimensionen in Tabelle 7 zusammengefasst.

Hintergrund der Überlegung ist es einerseits den Biomasseverbrauch im Fernwärmenetz weiter zu minimieren und andererseits kann es für den Betreiber ab ca. 2025 möglich werden, durch einen lokalen PV-Anlagenbetreiber kostengünstig Strom zu beziehen, wozu im Juli 2023 ein Angebot ergangen ist.

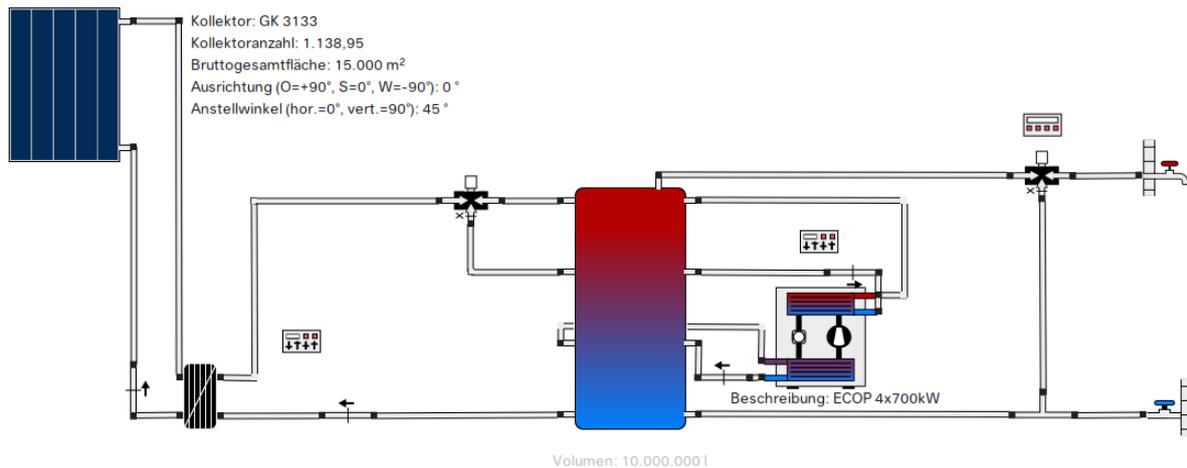


Abbildung 13: Schematische Darstellung der Variante 2 "Interne Speicherbewirtschaftung mit Wärmepumpe". (Quelle: Polysun)

Tabelle 7: Zusammenfassung der wesentlichen Anlagendimensionen für Variante 2.

	Solarthermie [m ²]	Tankspeicher [m ³]	Wärmepumpe [kW]
Var 2	15'000	10'000	4x700

In Abbildung 14 ist die Energiebilanz der Variante 2 dargestellt. In den Monaten Juni bis September kann der solare Ertrag aufgrund des hohen Temperaturniveaus direkt genutzt werden. In den Wintermonaten wird der Solarertrag gänzlich als Quelle für die Wärmepumpe genutzt. Aufgrund der insgesamt niedrigeren Operationstemperaturen des Kollektors kann der solare Ertrag von 7.123 MWh (ca. 475 kWh/m²/a - Variante 1.3) auf 8.446 MWh (563 kWh/m²/a) gesteigert werden. Der gesamtjährige Biomassebedarf kann mit diesem Konzept, im Vergleich zur Variante 1.3, von 14.932 auf 10.620 MWh reduziert werden. Von Mai bis September können die Biomassekessel gänzlich ausgeschaltet werden.

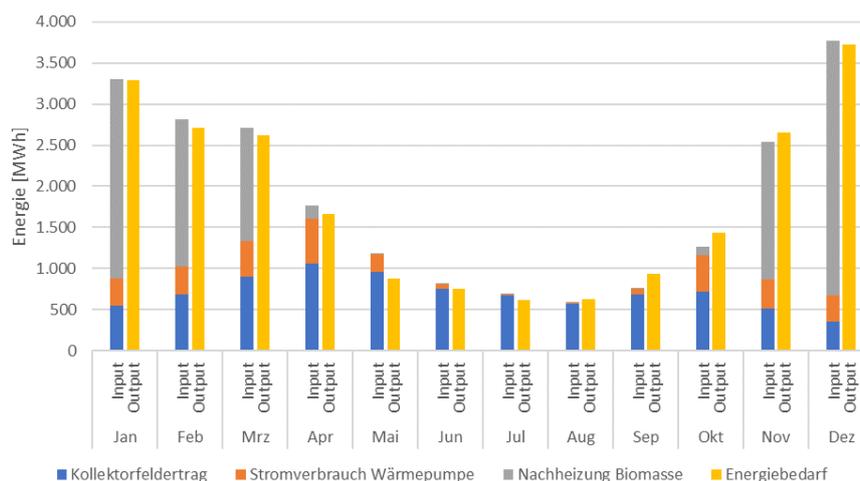


Abbildung 14: Energiebilanz der Variante 2 interne Speicherbewirtschaftung.

In Abbildung 15 ist der systemische als auch der solare Deckungsgrad der Wärmepumpenvariante gezeigt. Der systemische Deckungsgrad stellt dabei die Energiebereitstellung des kombinierten Systems, Solarthermie plus Wärmepumpe, dar. Die Berechnungsformeln stellen sich wie folgt dar:

$$f_{sol} = \frac{Q_{sol}}{Q_{sol} + E_{WP} + Q_{biomasse}}$$

$$f_{sys} = \frac{Q_{sol} + E_{WP}}{Q_{sol} + E_{WP} + Q_{biomasse}}$$

Wie bereits in der Energiebilanz in Abbildung 14 zu sehen ist, muss auch in den Randmonaten April und Oktober nur ein geringer Anteil Biomasse zur Bereitstellung des Energiebedarfs aufgewandt werden. Der solare Deckungsgrad kann von 32% (Variante 1.3) auf 38% gesteigert werden. Der gesamtjährige Systemdeckungsgrad liegt bei 52%.

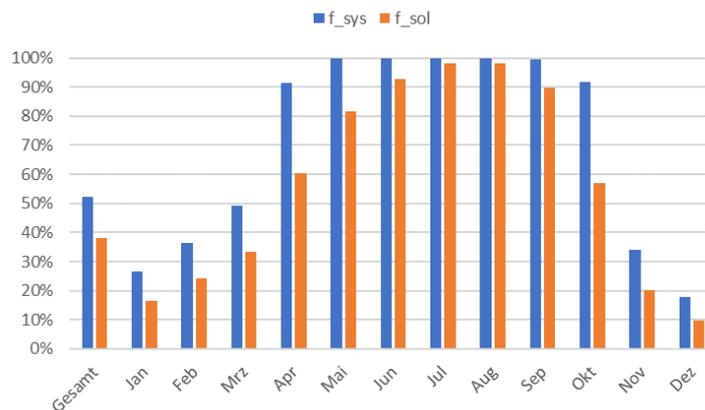


Abbildung 15: Systemdeckungsgrad (f_{sys}) und Solarer Deckungsgrad (f_{sol}) der Variante 2.

Abbildung 16 zeigt die Speichertemperaturen im Puffertank. Anders als zur reinen Solarthermievariante ist hier eine deutliche Unterteilung in obere und untere Speicherhälfte zu erkennen. Da die unteren Speicherschichten als Quelle zur Versorgung der Wärmepumpe dienen sind die Temperaturen hier deutlich niedriger als in den Varianten 1. Hingegen sind die Temperaturen der oberen Speicherschichten durch die interne Umschichtung mittels Wärmepumpe deutlich höher. Mit dieser Anlagenkonfiguration kommt es im Jahr an 6 Tagen zur Stagnation im Kollektor (2 Tage im Juli, 4 Tage im August).

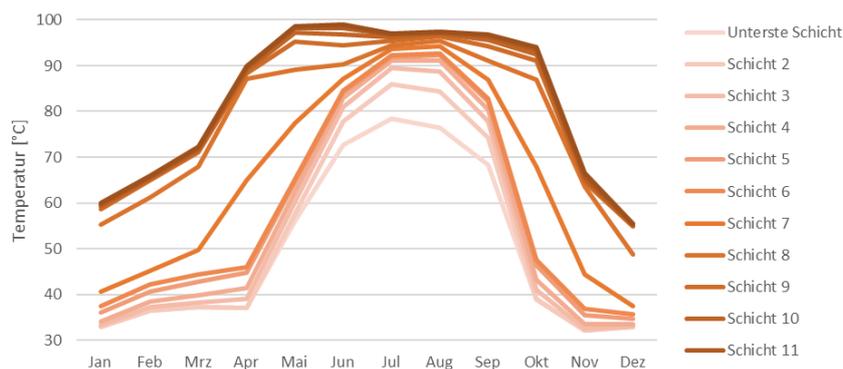


Abbildung 16: Schichttemperaturen im Speichertank der Variante 2.

3.2.2 Ökonomische Betrachtung

Die Rahmenbedingungen bzw. die der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu Grunde liegenden Daten sind in Tabelle 4 in Abschnitt 3.1.2 aufgeführt.

Auch hier wurde, basierend auf den Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung, eine teure und eine günstige Variante berechnet. Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung sind für

den teuren Auslegungsfall in Abbildung 17 und für den günstigen Auslegungsfall in Abbildung 18 jeweils ohne (links) und mit (rechts) Förderung dargestellt. Es wird schnell deutlich, dass diese Anlagenkonfiguration unten der Voraussetzungen der Konkurrenz mit der bestehenden Biomasse nicht wirtschaftlich ist. Lediglich im günstigen Auslegungsfall unter Berücksichtigung der staatlichen Förderung kann ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb erreicht werden. Grund dafür ist der, trotz günstiger Konditionen, bezogene Strom für den Wärmepumpenbetrieb, welcher mit 90 €/MWh mehr als doppelt so teuer wie die Biomasse (41,65 €/MWh) ist.

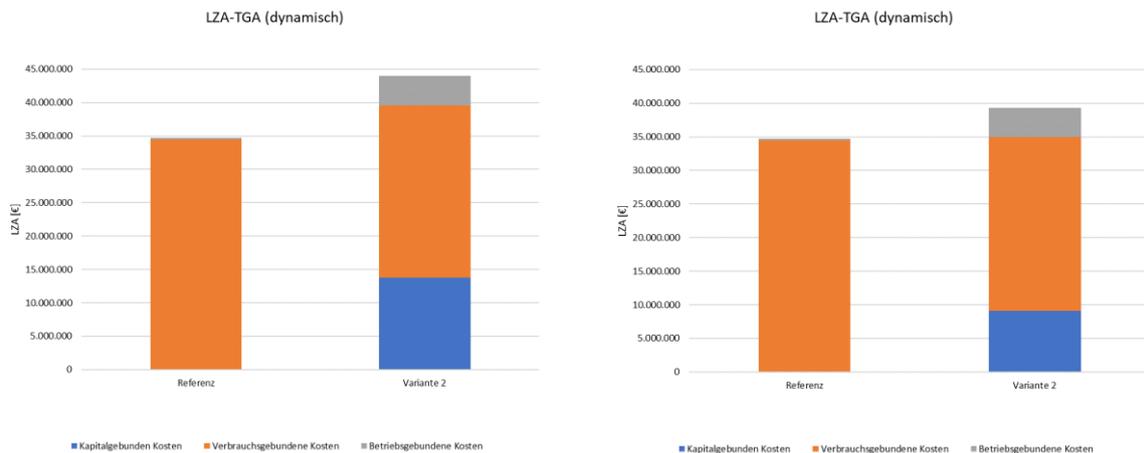


Abbildung 17: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung der **teuren** Variante 2 **ohne** Förderung des Klimafonds (links) und **mit** Förderung (rechts).

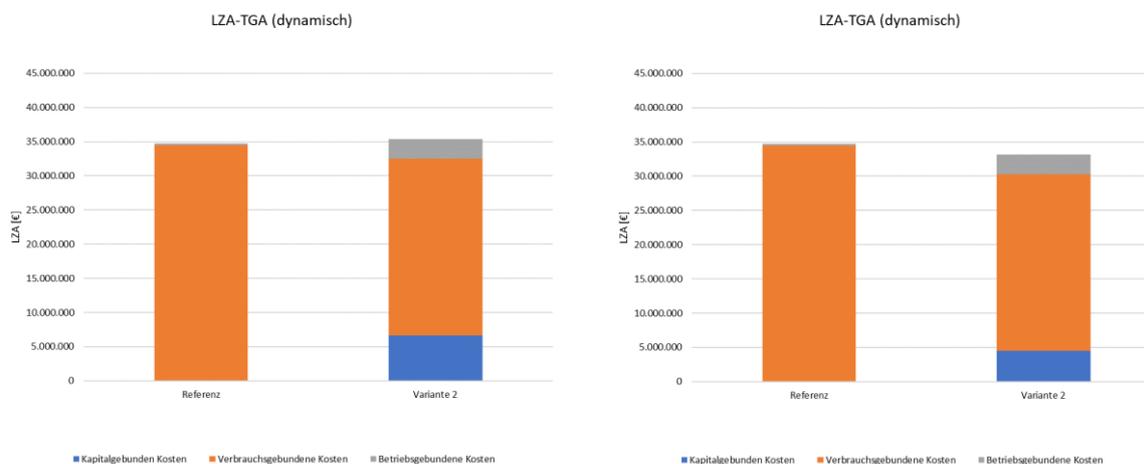


Abbildung 18: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung der **günstigen** Variante 2 **ohne** Förderung des Klimafonds (links) und **mit** Förderung (rechts).

Für die Wärmegestehungskosten (WGK) in [€/MWh] und die dynamischen Amortisationszeiten der teuren und günstigen Variante wurden folgende Werte ermittelt:

Tabelle 8: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten der Variante 2 für den Fall **teurer** Investitionen.

teuer	Referenz	Variante 2	
		o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebundene WGK	4,39	34,65	24,30
Verbrauchsgebundene WGK	77,95	58,31	58,31
Betriebsgebundene WGK	0,44	10,01	10,01
Gesamt	82,77	102,97	92,62

Dyn. Amortisationszeit [a]	-	k.E.	k.E.
Stat. Amortisationszeit inkl. kalk. Kosten [a]	-	75,2	49,5

Tabelle 9: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten der Variante 2 für den Fall **günstiger** Investitionen.

günstig	Referenz	Variante 2	
		o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebundene WGK	4,39	22,59	16,75
Verbrauchsgebundene WGK	77,95	58,31	28,31
Betriebsgebundene WGK	0,44	6,60	6,60
Gesamt	82,77	87,49	81,66
Dyn. Amortisationszeit [a]	-	k.E.	22,1
Stat. Amortisationszeit inkl. kalk. Kosten [a]	-	33,8	22,9

In Abbildung 19 ist die LZA-Betrachtung bzw. die Amortisation der Variante 2 im teuren und im günstigen Auslegungsfall dargestellt. Etwaige Förderungen wurden dabei berücksichtigt. Wie oben bereits erwähnt ist eine Amortisation in vertretbaren Zeiträumen lediglich bei der Konstellation günstiger Investitionskosten und der Einbeziehung von Förderung zu erzielen.

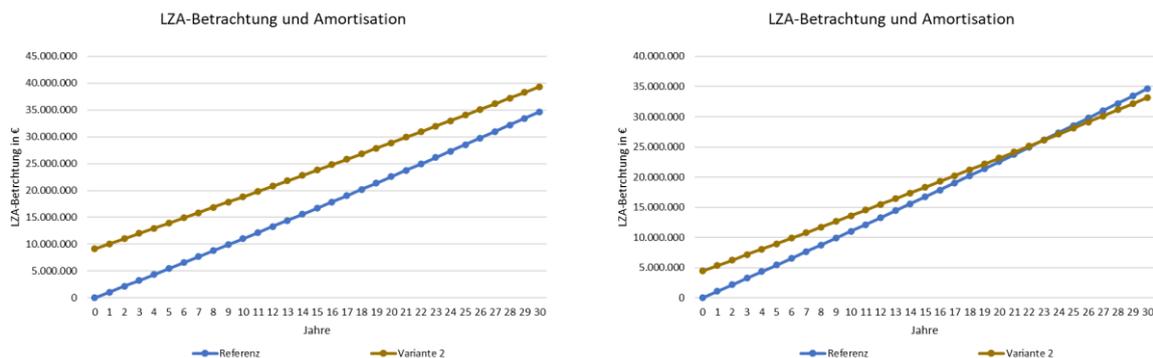


Abbildung 19: LZA-Betrachtung und dynamische Amortisation über 30 Jahre für Variante 2 für den **teuren** (links) und den **günstigen** (rechts) Auslegungsfall (jeweils **mit** Berücksichtigung Förderung).

In Abbildung 20 sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) der Variante 2 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt. Die vorgeschlagene Systemvariante weist deutlich geringere CO₂-Emissionen als das Referenzsystem auf. Mit einer deutlich verminderten Laufzeit der Biomasseanlagen sowie dem Bezug von PV-Strom für den Betrieb der Wärmepumpe kann ein Großteil der Emissionen eingespart werden. Die Emissionen können im Vergleich zu den Varianten 1.2 und 1.3 um weitere ca. 2.400 t reduziert werden.

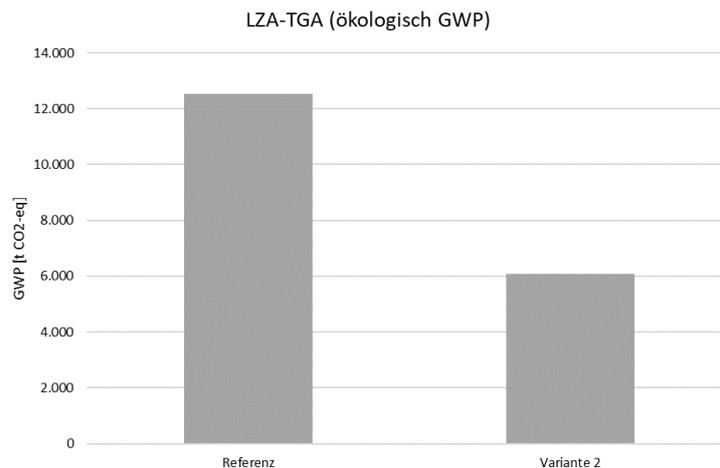


Abbildung 20: CO₂-Emissionen der Variante 2 im Vergleich zum Referenzsystem über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren.

3.2.3 Rahmenbedingungen

Es bestehen die gleichen Bedingungen wie in 3.1.3 erwähnt.

Aufstellung der Wärmepumpe(n)

Die Wärmepumpen würden - wie auch der Pufferspeicher - auf dem Grundstück der Nahwärme Tillmitsch GmbH am Heizwerk Kaindorf errichtet werden.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Es wird empfohlen eine Anlagenkonfiguration zwischen Variante 1.2 und 1.3 mit einer Kollektorfeldgröße von 15.000m² und einem Speichervolumen zwischen 4.000 und 10.000 m³ umzusetzen. Abhängig von den Investitionskosten und der darüber erzielten Förderung können dynamische Amortisationszeiten zwischen 11 und 26 Jahren erzielt werden. Es hat sich gezeigt, dass eine Kombination mit Wärmepumpe gegen eine bestehende Biomasseanlage kaum realisierbar scheint. Trotz der positiven ökologischen Bilanz hindern hohe Investitions- und, bedingt durch den Stromverbrauch, Betriebskosten eine wirtschaftliche Umsetzung. Kann der Wärmepumpenstrom zu niedrigeren Raten bezogen werden, wäre es möglich, ein positiveres Ergebnis zu erzielen.

Es wurde sich daher entschieden in einem ersten Schritt eine solarthermische Anlage samt Speicher zu errichten. Zum einen sind diese Anlagen im Vergleich zur bestehenden Biomasse noch konkurrenzfähig und zum anderen ist der technische Anlagenaufwand am geringsten. Die zukünftige Planung schließt aber eine Erweiterung um eine Wärmepumpe und eventuelle Speichervergrößerungen ein und wird bereits angeregt diskutiert.

Optimierungsmöglichkeiten im Betrieb:

Das Herabsetzen der Versorgungstemperaturen kann einen großen Beitrag zur Anlagenoptimierung leisten. Die Solaranlage ist bei niedrigeren Operationstemperaturen in der Lage, mehr nutzbare Wärme zu produzieren. Eine entsprechende Anpassung der Anlagenkomponenten und der Systemregelung wäre nachzuziehen, im Wesentlichen eine Vergrößerung der Speicherkapazitäten, welche durch die geringere Temperaturspreizung ein größeres Volumen und zur Deckung des Leistungsbedarfs einen größeren Durchfluss zur Verfügung stellen müsste.

5 Umsetzungsplan der Solaren Großanlage

Quartal 4/2023	Abschluss Machbarkeitsstudie, Einreichung KPC, Vorverhandlungen
Quartal 1/2024 – 2/2024	Grundstücksmanagement, Partner- und Stakeholder-Verhandlungen, Detailplanungen, Ausschreibungen, Fördervereinbarung, Finanzierungsvertrag, ...
Quartal 3/2024 – 4/2024	Detailplanungen und Ausschreibungen finalisieren, Beauftragung der Lieferanten, Vorbereitende Arbeiten auf den Grundstücken, Verträge, ...
Quartal 1/2025 – 2/2025	Spatenstich und Bau Beginn vor Ort
Quartal 3/2025 – 4/2025	Bau Ende
Quartal 1/2026	Beginn Probebetrieb
Quartal 2/2026 folgende	Regelbetrieb
Quartal 2/2027	Monitoring über das erste Vollbetriebsjahr ist abgeschlossen

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Nicht zutreffend

7 Anhang