

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Grossanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Machbarkeitsstudie solare Großanlage Oberwart
Programm inkl. Jahr:	Solarthermie 2021
Dauer:	08.02.2021 – 07.02.2022
Kontaktperson Name:	Ing. Leo Riebenbauer
Kontaktperson Adresse:	Hauptplatz 13 8243 Pinggau
Kontaktperson Telefon:	0664/42 31 071
Kontaktperson E-Mail:	office@riebenbauer.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Ing. Leo Riebenbauer GmbH (Stmk.), ATG Anlagentechnik GmbH (Bgld.), Elektro Merl GmbH (Stmk.), SOLID Solar Energy Systems GmbH (Stmk.)
Schlagwörter:	Machbarkeitsstudie, solare Großanlage, Langzeitspeicher, Kurzzeitspeicher, Solarthermie, Saisonspeicher
Auftragssumme:	75.000 €
Klimafonds-Nr:	KR20ST1K17859
Erstellt am:	04.02.2022

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Im Rahmen des Programmes Solare Großanlagen des Klima- und Energiefonds wurde die Einbindung von Solarthermie in Kombination mit einem Saisonspeicher für das Fernwärmenetz Oberwart (B) untersucht.

Die Ausgangssituation dieser Machbarkeitsstudie war eine geplante Kollektorfläche von 24.300 m². Diese Anlage fällt in die Kategorie größer als 10.000 m² und kleiner oder gleich 30.000 m² in Verbindung mit Langzeitwärmespeicherung.

Das Ziel dieser Machbarkeitsstudie war es die optimale Größe eines Solarkonzeptes inklusive saisonale Wärmespeicher herauszufinden und wie eine solarthermische Anlage in das bestehende Fernwärmenetz Oberwart integriert werden kann. Hierfür wurden zwei Varianten erarbeitet und qualitativ sowie quantitativ betrachtet.

Die erste Variante ist die solare Großanlage mit Langzeitspeicher, als Vergleich und als Vorgabe des Klima- und Energiefonds wurde als zweite Variante eine kleinere thermische Solaranlage für Sommerschwachlastzeit mit Kurzzeitspeicher betrachtet.

- Variante 1: Kollektorfläche 16.308 m² / Speichervolumen 75.000 m³
- Variante 1.1: Kollektorfläche 24.462 m² / Speichervolumen 100.000 m³
- Variante 2: Kollektorfläche 5.436 m² / Speichervolumen 1.000 m³

Variante 1: Kollektorfläche 16.308 m² / Speichervolumen 75.000 m³

In dieser Variante wird der Biomassekessel maximal von den Kollektorflächen unterstützt. Es kann ein solarer Deckungsgrad von 42,4 % erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

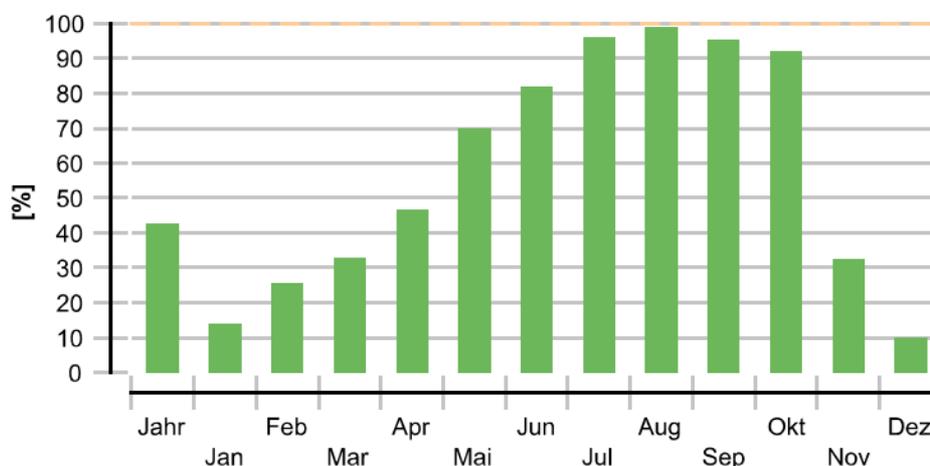


Abbildung 1: solarer Deckungsgrad Variante 1

Variante 1.1: Kollektorfläche 24.462 m² / Speichervolumen 100.000 m³

In dieser Variante wurde der Wärmebedarf für die zukünftige Ausbaustufen von 35 GWh betrachtet.

In dieser Variante wird der Biomassekessel maximal von den Kollektorflächen unterstützt. Es kann ein solarer Deckungsgrad von 35,2 % erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

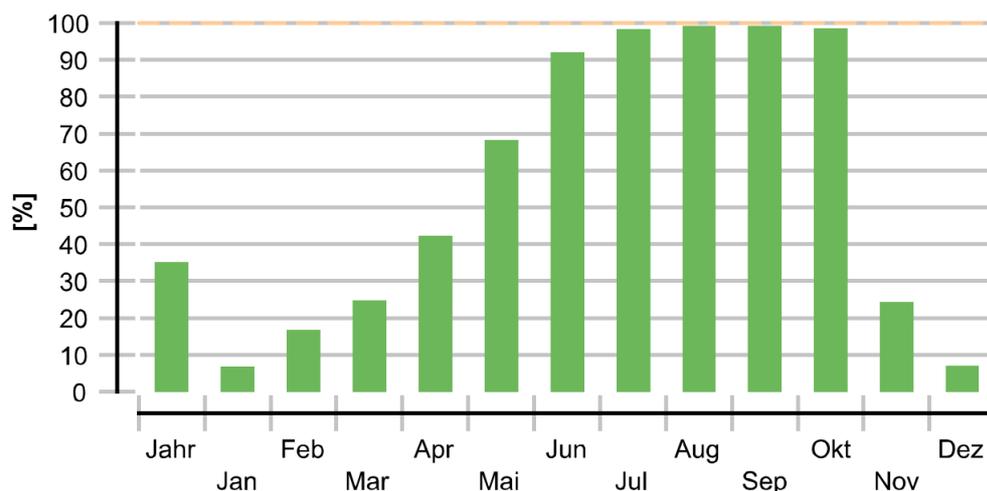


Abbildung 2: solarer Deckungsgrad Variante 1.1

Variante 2: Kollektorfläche 5.436 m² / Speichervolumen 1.000 m³

Diese Variante soll den Sommerbetrieb des Biomassekessels so gut wie möglich ersetzen. Mit dieser Variante kann ein solarer Deckungsgrad von 15,8 % erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

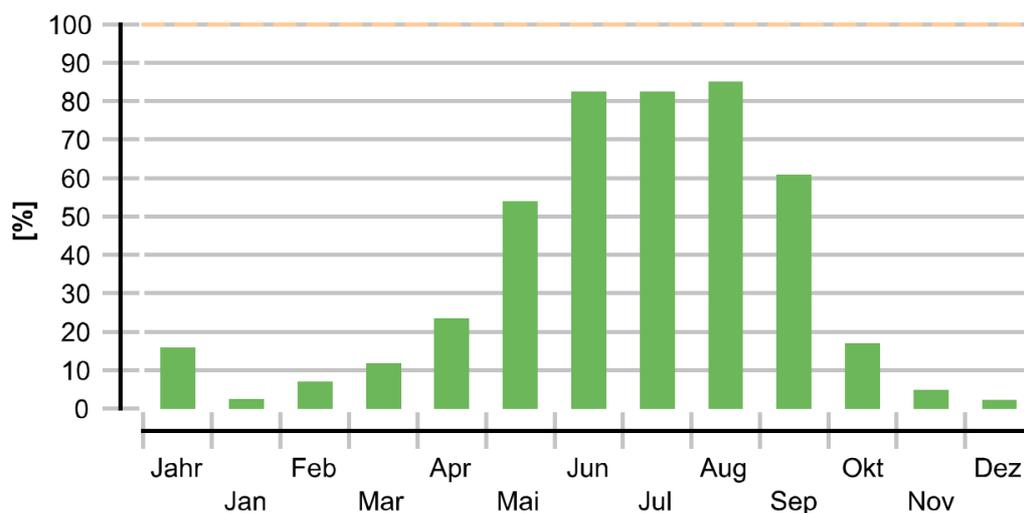


Abbildung 3: solarer Deckungsgrad Variante 2

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Machbarkeitsstudie für eine solare Großanlage in Oberwart wird von der Brucker Bio Fernwärme GmbH in Abstimmung mit der Energie Burgenland Green Energy GmbH durchgeführt. Die spätere Umsetzung einer solaren Großanlage soll von der Energie Burgenland Green Energy GmbH erfolgen.

Als Projektpartner werden die Energie Burgenland Green Energy GmbH, das Technische Büro Ing. Leo Riebenbauer GmbH, die SOLID Solar Energy Systems GmbH, die Elektro Merl GmbH und die ATG Anlagentechnik GmbH herangezogen.

Die Brucker Bio Fernwärme GmbH wurde im Jahr 2008 von den Herren Ing. Hannes Merl und Ing. Leo Riebenbauer gegründet. Seit 13 Jahren betreibt die Brucker Bio Fernwärme erfolgreich ein Biomasseheizwerk inkl. Fernwärmenetz zur ganzjährigen Wärmeversorgung der Stadtgemeinde Bruck an der Mur.

Die Energie Burgenland Green Energy GmbH ist eine Tochtergesellschaft des Landesenergieversorgers Energie Burgenland AG. Die Energie Burgenland Green Energy GmbH betreibt in Oberwart ein Biomasseheizwerk mit einer Nennwärmeleistung von 5.000 kW und ist ganzjährig in Betrieb. Dieses wurde im Jahr 2017 errichtet.

Ein Fernwärmenetz gibt es seit 2007. Damals wurden das Krankenhaus und das neue Einkaufszentrum EO mit Kino an das Fernwärmenetz angeschlossen. Seit 2016 wird das Fernwärmenetz flächendeckend ausgebaut. Derzeit ist ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 200 m³ aufgestellt. Seit 2018 ist das neue Biomasseheizwerk im Betrieb. Das Fernwärmenetz ist seit 2007 vorhanden und wird seit 2016 stetig ausgebaut. Derzeit werden ca. 17.000 MWh Wärme benötigt.

Ziel der Energie Burgenland Green Energy GmbH in Zusammenarbeit mit der Brucker Bio Fernwärme GmbH ist es, den Energieträger Biomasse langfristig zu reduzieren und daher zusätzlich zum Waldhackgut Solarthermie einzusetzen.

Das vorliegende Projekt umfasst die Aufgabenstellung der Integration einer solarthermischen Anlage welche ganzjährig in der Lage ist, das Fernwärmenetz mit Wärmeenergie zu versorgen. Die Integration solarer Wärme mit dem bestehenden Biomasseheizwerk ist ohne saisonale Speicherung nicht möglich. Zu diesem Zweck ist die Errichtung eines zusätzlichen Pufferspeichers unerlässlich. Als Zielwert der solaren Deckung werden zumindest 40 % des jährlichen Energiebedarfs angestrebt, dies entspricht mindestens 6.800 MWh produzierter Wärmeenergie.

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

Es wird darauf hingewiesen, dass sämtliche Simulationen mit Polysun Version 2022.1 durchgeführt wurden.

3.1 Variante 1 „großes Kollektorfeld“

Kennwerte: Kollektorfläche 16.308 m² / Speichervolumen 75.000 m³

3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Für die in der Zielsetzung festgelegten Anlagengröße werden zumindest 76.740 m² Grundfläche zur Errichtung der Solaranlage und des Pufferspeichers benötigt. Die freien Flächen auf dem Grundstück der bestehenden Heizzentrale sind dafür zu klein. Die Erhebung möglicher Grundstücke in Nähe der bestehenden Heizzentrale ergab, dass die Solaranlage nördlich des Heizwerkes errichtet werden kann. Die Grundstücke für das Kollektorfeld befinden sich nördlich der bestehenden Heizzentrale. Von dort erfolgt die Wärmeübertragung mittels erdverlegter, vorisolierter Rohrleitungen bis zu den Pufferspeichern bzw. zum Erdspeicher.

Die Wärmespeicherung soll auf einem angrenzenden Grundstück der Heizzentrale errichtet werden. Die Einbindung in das Fernwärmenetz erfolgt dann innerhalb der bestehenden Heizzentrale über den vorhandenen Pufferspeicher.

Das folgende Bild gibt eine Übersicht über die Standorte des Solarfeldes sowie des Heizwerkes.

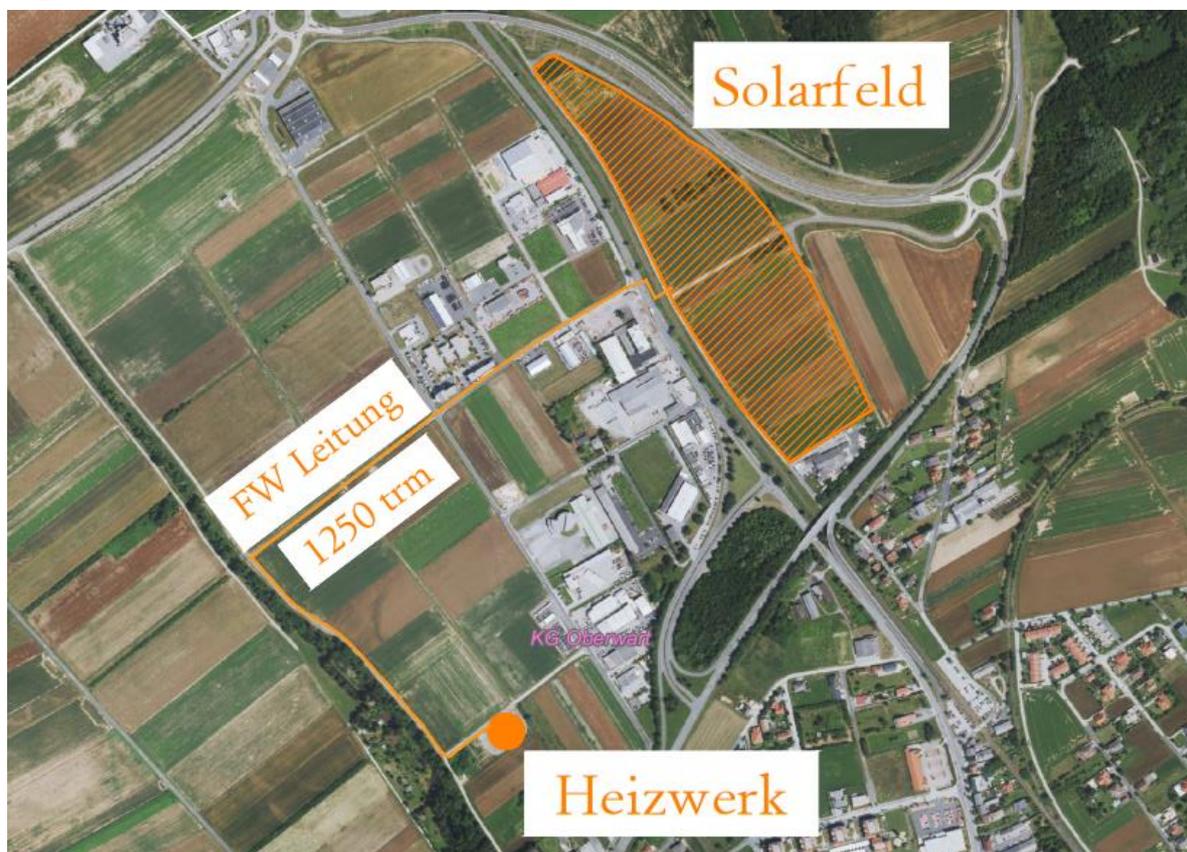


Abbildung 4: Übersichtsbild

Mittels des gewählten Ansatzes, die thermische Solaranlage wie einen zusätzlichen Erzeuger in das bestehende System parallel einzubinden und falls notwendig auch die Vorlauftemperatur durch den bestehenden Hackgutkessel zu erhöhen, lässt sich die Solaranlage einfach in die vorhandene Wärmeversorgung integrieren. Die Einbindung erfolgt am bestehenden Pufferspeicher.

Die Kollektoren werden in Reihen zu je 10 Kollektoren aufgestellt. Der Durchfluss durch die Kollektorreihen erfolgt in Serie. Alle Reihen sind parallel mit erdverlegten Sammelrohren verbunden.

Um einer gegenseitigen Verschattung durch die Kollektoren vorzubeugen, wurde bei einem Anstellwinkel von 45° ein Reihenabstand von je 4,5 m (Kollektorvorderkante bis Kollektorvorderkante der Folgereihe) ermittelt. Damit ist sichergestellt, dass die Gesamtanlage auch im Winter keine Leistungsminderung durch Eigenverschattung erfährt. Aufgrund der Einstellung der Kollektoren auf 45° Anstellwinkel, kann bei der Simulation ein optimaler Wärmeertrag erzielt werden.

Für die Betrachtung dieser Anlage wurde der Kollektor Typ powerSol 136 der Firma Gasokol gewählt.

In einem weiteren Schritt wurde ein Lastprofil des Fernwärmenetzes mit Stundenwerten erstellt und für die weiteren Berechnungen aufbereitet.

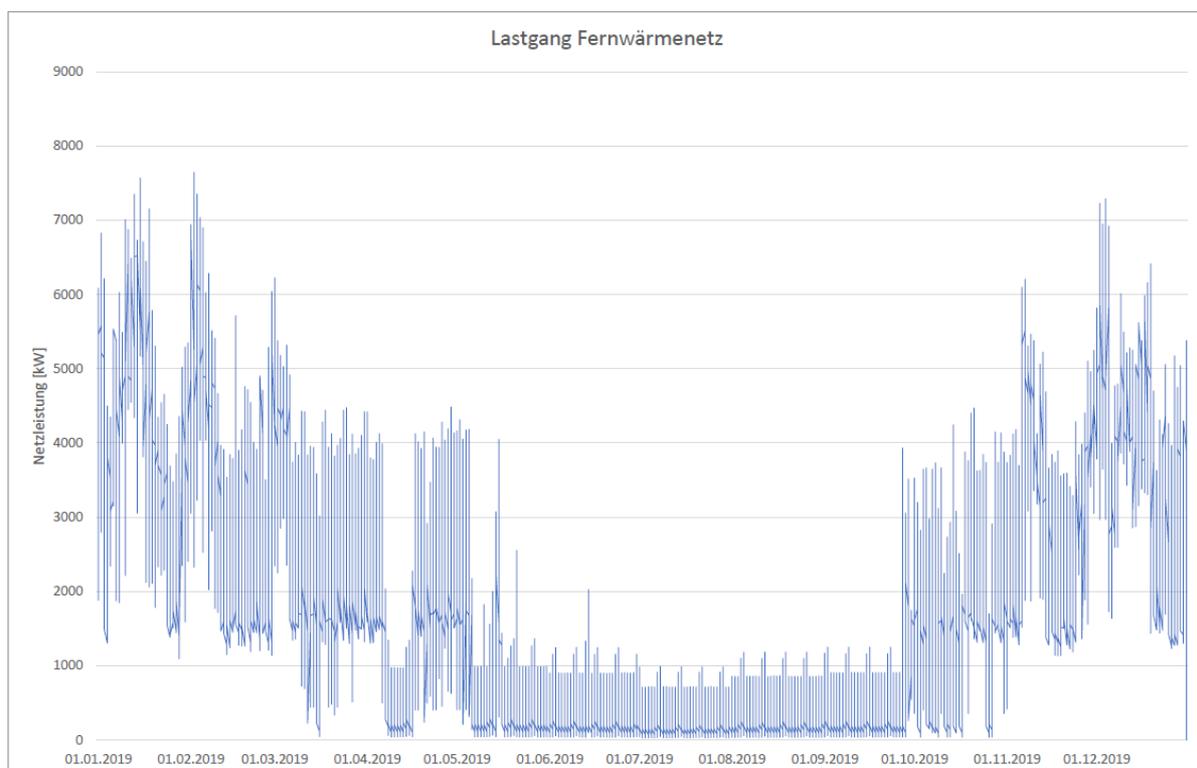


Abbildung 5: Lastprofil

Die erzeugte Wärme wird im Pufferspeicher gespeichert. Aufgrund der Anlagendimension ist es notwendig, einen Puffer in entsprechender Größe zu errichten, um die Erträge des Sommers auch über die Wintermonate in der Hauptheizsaison nutzen zu können. Vom Pufferspeicher wird die Wärme mittels erdverlegter Leitungen in die Heizzentrale transportiert. Ist die ankommende Vorlauftemperatur zu gering, wird die benötigte Differenz zum Erreichen der Soll-Vorlauftemperatur des Netzes durch den Biomassekessel bereitgestellt.

Die auf diesen Grundlagen durchgeführten Simulationen und Berechnungen ergaben, dass bei einer Kollektorzahl von 1.200 Stk. und einer daraus resultierenden Bruttokollektorfläche von 16.308 m² eine Wärmespeicherung mit einem Volumen von 75.000 m³ notwendig ist.

Für die Wärmespeicherung wurden zwei Varianten ausgearbeitet, einmal mit einem drucklosen Stahlspeicher und eine Variante mit einem Erdspeicher.

Drucklose Stahlspeicher

Drucklose Stahlspeicher können max. bis 50.000 m³ Nenninhalt errichtet werden. Aufgrund des benötigten Speichervolumens ist es notwendig, zwei Pufferspeicher mit jeweils 37.500 m³ Nenninhalt zu errichten. Für die Berücksichtigung der Speicherverluste über die Oberfläche wurde ein druckloser Stahlspeicher mit den Abmessungen (Durchmesser x Höhe) 40 m x 30 m gewählt. Um eine ideale Temperaturschichtung im Speicher zu erhalten, wird die erzeugte Wärme mittels Schichtladeeinlassverteiler in den Speicher eingebracht.

Erdbeckenspeicher

Große Speichervolumen können am einfachsten mittels Erdbeckenspeicher realisiert werden, sofern die Rahmenbedingungen wie beispielsweise Bodenbeschaffenheit, Grundwassertiefe (Erwärmung!) dafür geeignet sind.

Die Bauweise ist einfach zu realisieren. Auf einer geeigneten Fläche wird eine Grube ausgehoben, um Speichervolumen zu schaffen. Das Aushubmaterial kann verwendet werden, um rund um den Speicher herum einen Erdwall aufzuschütten. Daraus ergeben sich zwei Vorteile, das ausgehobene Material muss nicht aufwendig deponiert werden. Gleichzeitig schafft man dadurch ein größeres Speichervolumen.

Solche Wärmespeicher werden mit einer schwimmenden Abdeckung ausgeführt, da aufgrund der großen Spannweiten freitragende Abdeckungen technisch sehr aufwändig und entsprechend unwirtschaftlich sind. Solche Speicher sind generell drucklos und damit limitiert auf etwa 95 °C. Aufgrund des umgebenden Erdreiches sind die Wärmeverluste am Boden sowie seitlich minimal, durch die Abdichtung (5 cm + Wärmedämmung) der Oberfläche sind auch hier die Wärmeverluste gering.

Die Beladung erfolgt mittels Schluck- und Entnahmebrunnen in unterschiedlichen Höhen innerhalb des Speichers. So kann je nach gelieferter Vorlauftemperatur der Solarthermieanlage in die passende Temperaturschicht eingeladen werden.

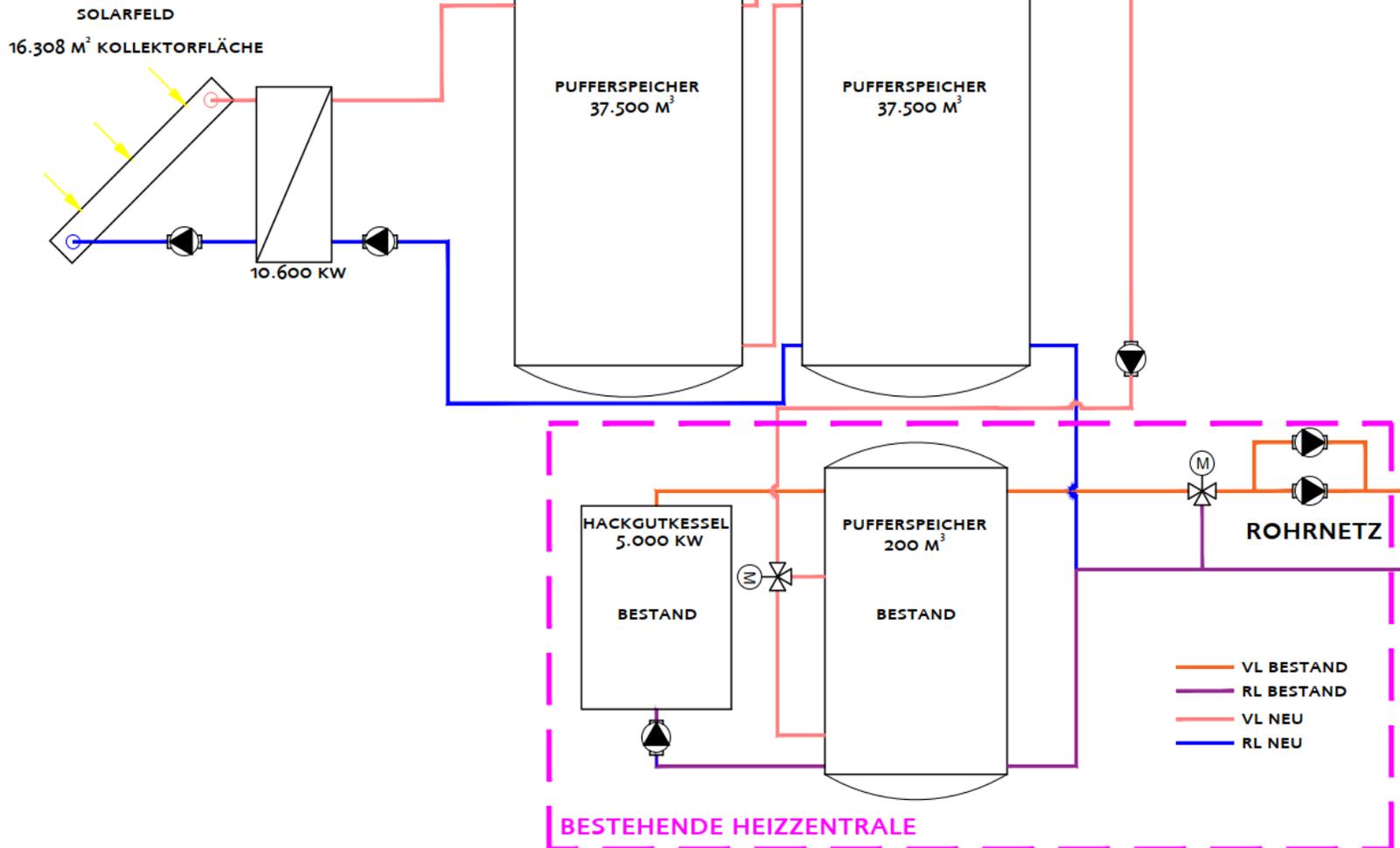


Abbildung 6:Übersichtsschema Variante druckloser Stahlspeicher

Pufferspeicher 37.500 m³

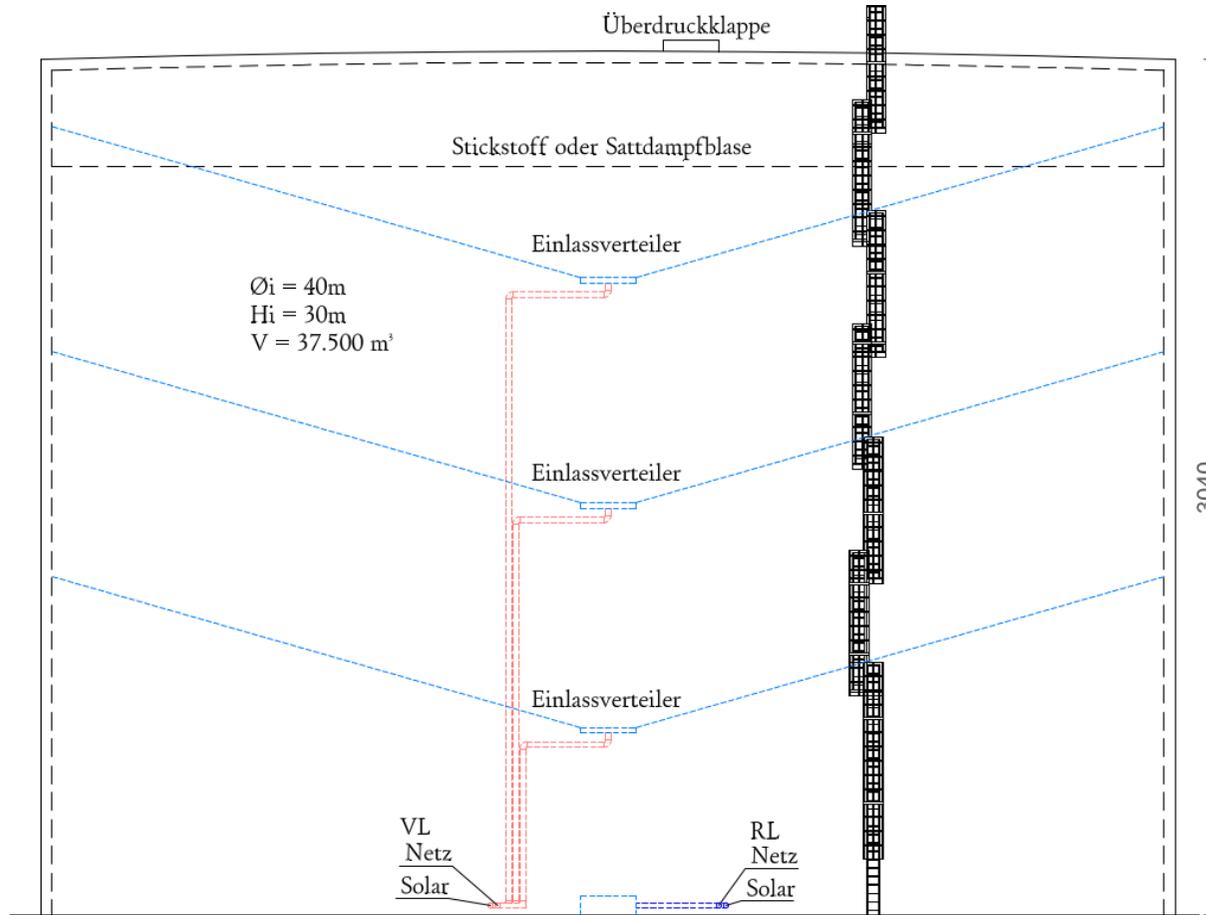


Abbildung 7: Ansicht druckloser Stahlspeicher Konstruktion

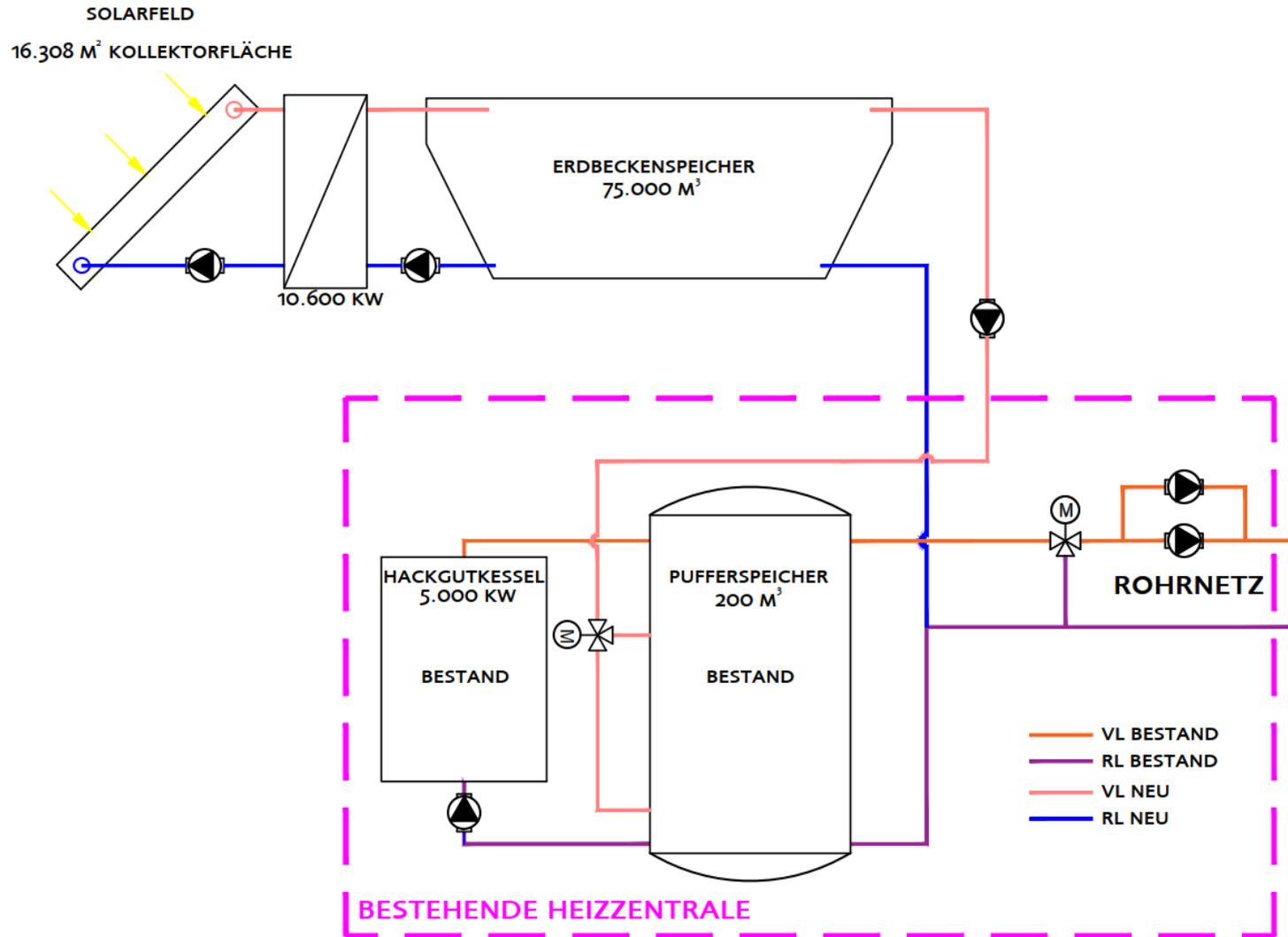


Abbildung 8:Übersichtsschema Erdbeckenspeicher

ANSICHT

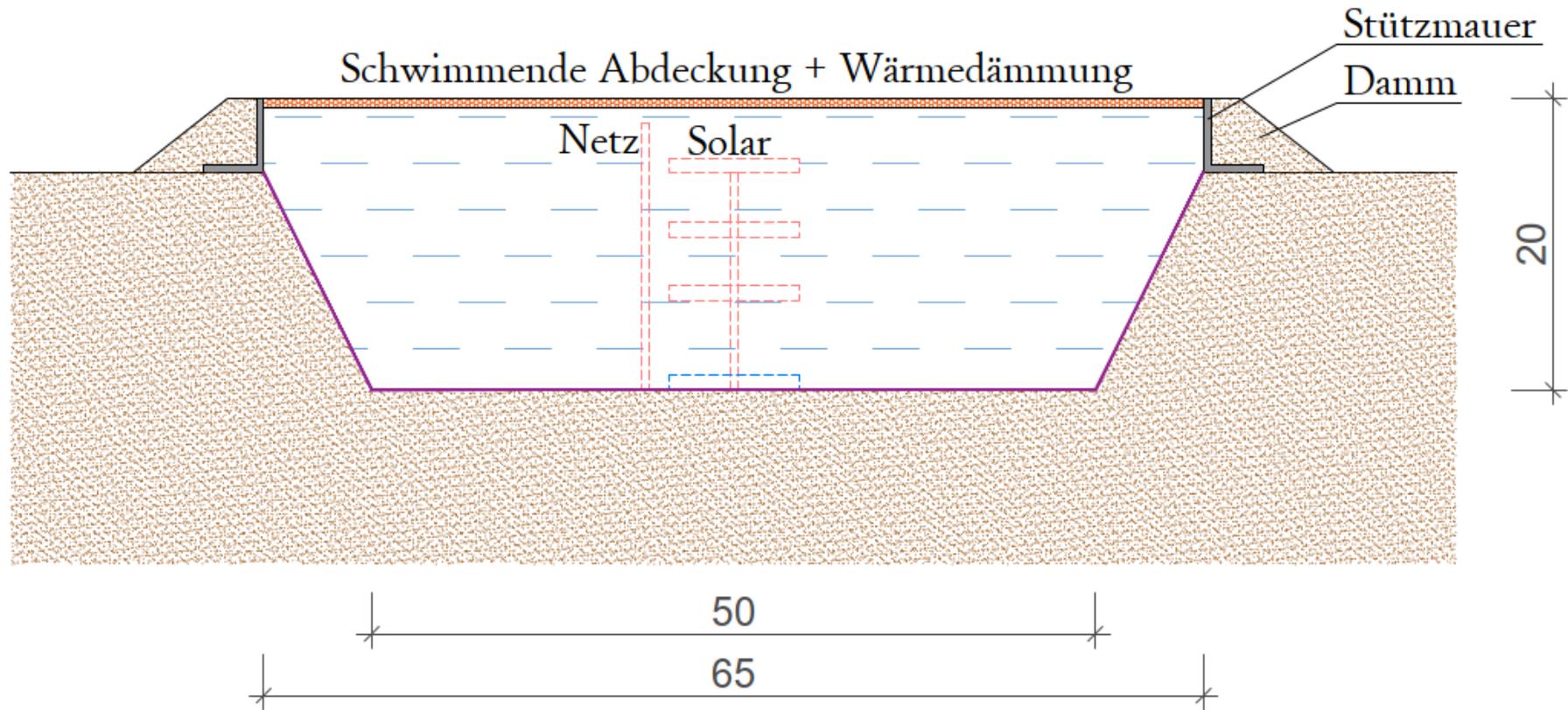


Abbildung 9: Schnitt Erdbeckenspeicher 75.000 m³

Die zuvor beschriebene Anlagenkonfiguration wurde im Simulationsprogramm Polysun abgebildet. Die Berechnungen liefern folgende Ergebnisse:

Kollektorfläche	16.308 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	42,4%
Gesamter Kollektorfeldertrag	8.283.199,5 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	507,9 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	552,2 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	1.948.988 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	9.744.940 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	491.145 kg

Abbildung 10: Ergebnisse Polysun

Der berechnete Ertrag des Kollektorfeldes liegt bei 8.283 MWh pro Jahr, dies ergibt einen solaren Deckungsanteil von 42,4 %. Die monatlichen Erträge sind wie folgt zu erwarten:

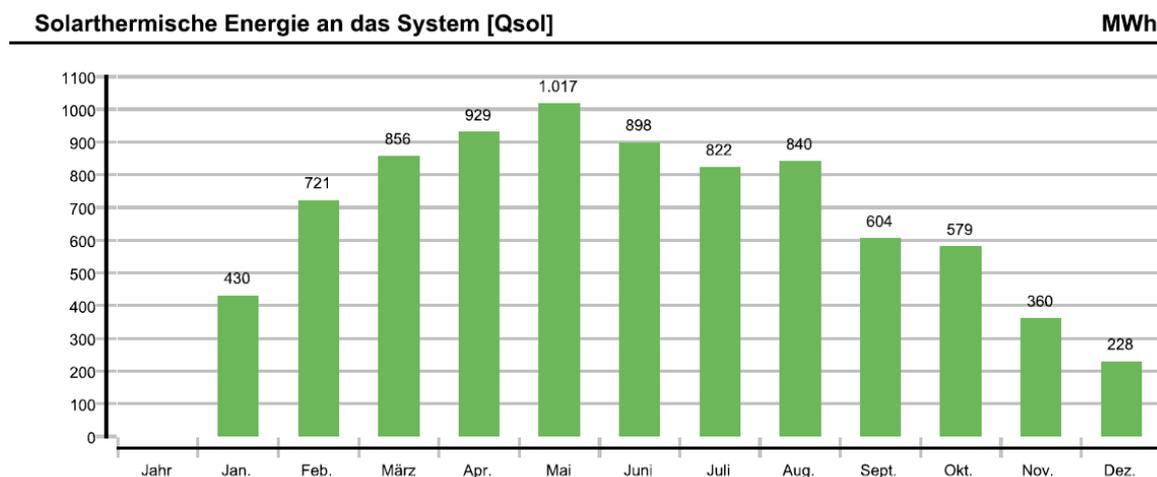


Abbildung 11: Erträge der Solarthermieanlage

Deutlich zu erkennen ist, dass durch den steilen Anstellwinkel von 45° die Erträge im Frühjahr höher sind als im Sommer. Die Erträge über den Sommer sind durch die gleichmäßige Betriebsweise und das Puffervolumen von Juni bis August ähnlich. Zu Sommerende ist der Puffer dann nahezu durchgeladen. Aufgrund der hohen Puffertemperaturen in den Herbstmonaten muss die Solarthermieanlage höhere Kollektortemperaturen erreichen, um in den Speicher einschichten zu können. Aufgrund der Wettersituation im Herbst wird dieser Betriebszustand jedoch seltener erreicht als im Frühjahr, da im Frühjahr die Speichertemperatur noch niedrig ist.

Die durchschnittlichen Pufferspeichertemperaturen sind untenstehend dargestellt.

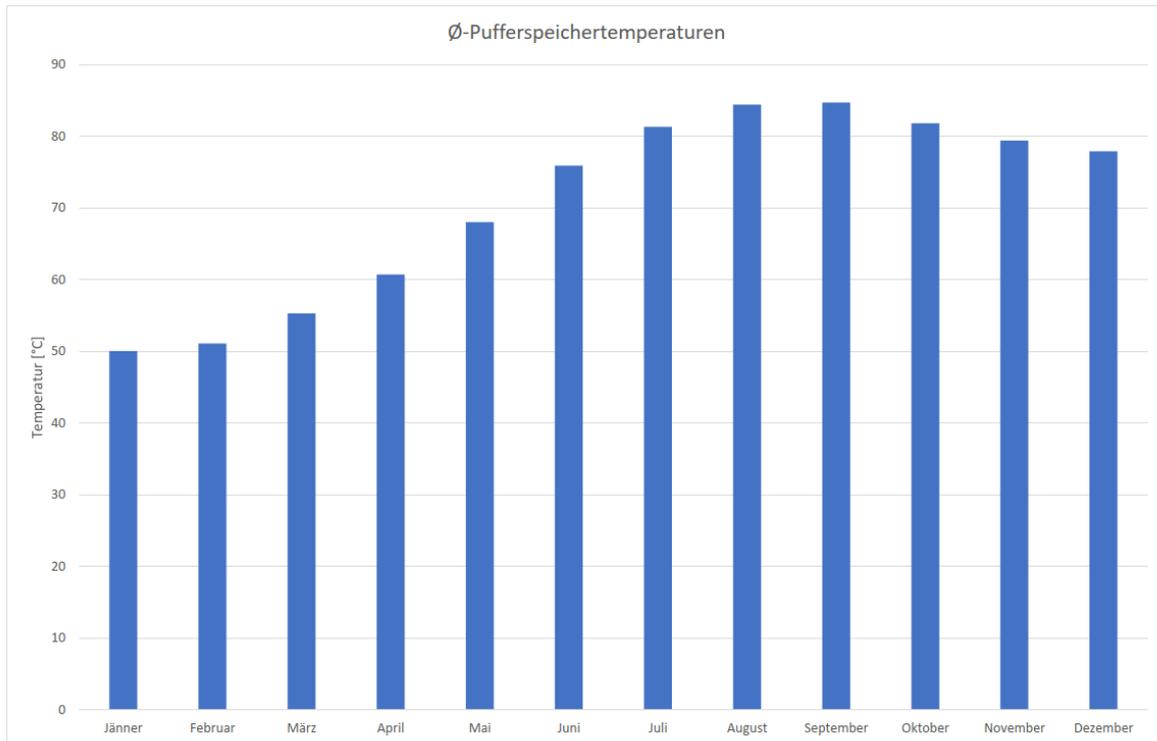


Abbildung 12: Pufferspeichertemperaturen

Über das Jahr verteilt ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

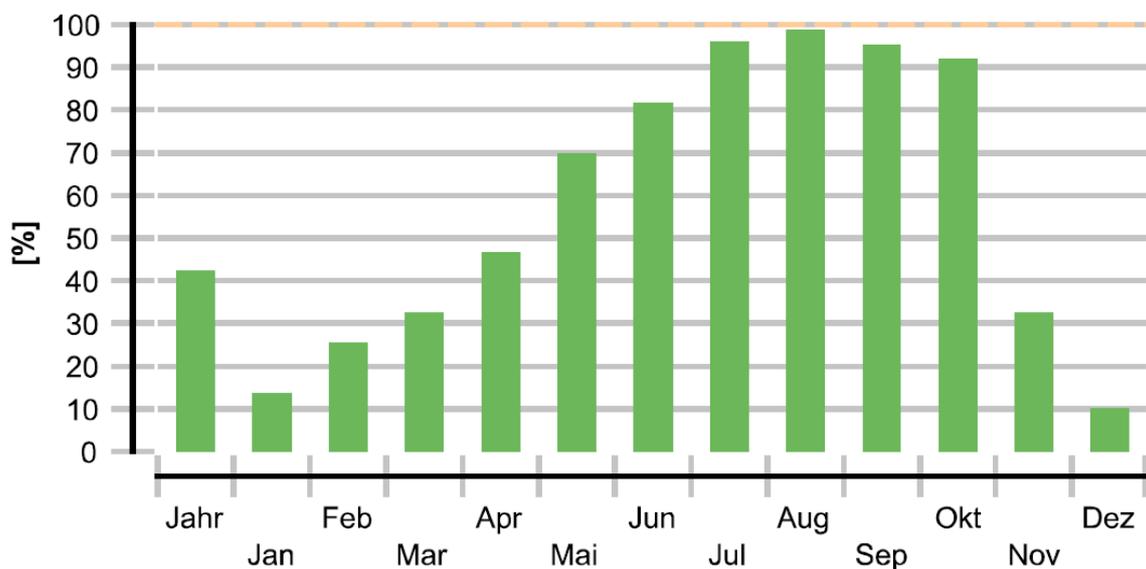


Abbildung 13: Solarer Deckungsgrad

Dank der hohen Erträge im Frühjahr und Sommer und durch die Langzeitspeicherung ist auch eine solare Deckung des Netzes in den Herbstmonaten möglich, obwohl die Erträge der Anlage in diesen Monaten gering ausfallen (siehe Abbildung 11: Erträge der Solarthermieanlage).

Die restliche benötigte Jahresenergie von 11.254 MWh muss durch den Hackgutkessel bereitgestellt werden.

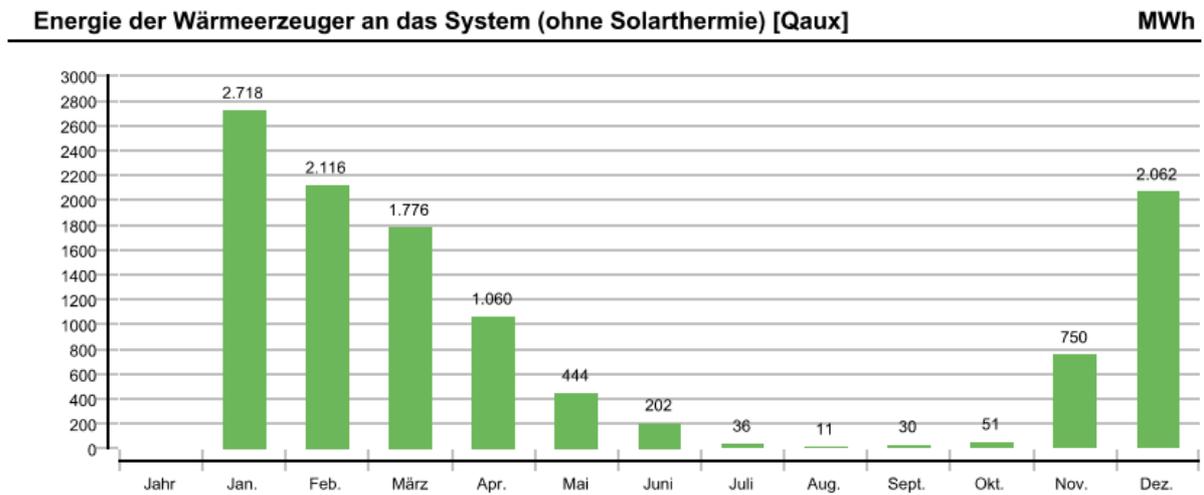


Abbildung 14: Energie der Wärmeerzeuger an das System

3.1.2 Ökonomische Betrachtung

Variante Stahlspeicher

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte mit ähnlicher Projektgröße herangezogen.

Kollektoren	2.654.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	1.079.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	28.000 €
EMSR	357.000 €
Wärmetauscher	76.000 €
Notkühler	24.000 €
Solarcontainer	57.000 €
Stahlspeicher	7.500.000 €
Erdverlegte Leitung 2.370 TRM	830.000 €
Planung	1.260.000 €
Summe	13.865.000 €
abzgl. Förderung	4.267.033 €
Summe abzgl. Förderung	9.597.967 €

Tabelle 1: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 1 mit Stahlspeicher	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	13.865.000 €		
Wärmeerzeugung	8.283 MWh		
Wärmegestehungskosten	83,80 € / MWh	72,20 € / MWh	64,50 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	75,30 € / MWh	63,70 € / MWh	56,00 € / MWh
AFA	57,90 € / MWh	46,30 € / MWh	38,60 € / MWh
Zinsen	17,40 € / MWh	17,40 € / MWh	17,40 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	5,50 € / MWh	5,50 € / MWh	5,50 € / MWh
Instandhaltung	4,40 € / MWh	4,40 € / MWh	4,40 € / MWh
Personal	1,10 € / MWh	1,10 € / MWh	1,10 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 2: Wärmegestehungskosten Variante 1 mit Stahlspeicher

Variante Erdspeicher

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte mit ähnlicher Projektgröße herangezogen.

Kollektoren	2.654.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	1.079.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	28.000 €
EMSR	357.000 €
Wärmetauscher	76.000 €
Notkühler	24.000 €
Solarcontainer	57.000 €
Erdspeicher	3.750.000 €
Erdverlegte Leitung 2.370 TRM	830.000 €
Planung	1.260.000 €
Summe	9.740.000 €
abzgl. Förderung	2.978.960 €
Summe abzgl. Förderung	6.761.040 €

Tabelle 3: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 1 mit Erdspeicher	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	9.740.000 €		
Wärmeerzeugung	8.283 MWh		
Wärmegestehungskosten	60,40 € / MWh	52,30 € / MWh	46,80 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	53,00 € / MWh	44,90 € / MWh	39,40 € / MWh
AFA	40,80 € / MWh	32,70 € / MWh	27,20 € / MWh
Zinsen	12,20 € / MWh	12,20 € / MWh	12,20 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	4,40 € / MWh	4,40 € / MWh	4,40 € / MWh
Instandhaltung	3,30 € / MWh	3,30 € / MWh	3,30 € / MWh
Personal	1,10 € / MWh	1,10 € / MWh	1,10 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 4: Wärmegestehungskosten Variante 1 mit Erdspeicher

3.1.3 Rahmenbedingungen

Bau- und gewerberechlicher Bescheid

Damit die Anlage errichtet werden kann, ist ein bau- und gewerberechlicher Bescheid erforderlich. Dazu ist ein entsprechendes Einreichprojekt an die Bezirkshauptmannschaft Oberwart abzugeben.

Bodengutachten

Weiters wird es notwendig sein, ein geologisches Bodengutachten zu erstellen, um die Bodenbeschaffenheit und den Grundwasserspiegel zu prüfen.

Blendwirkung

Im Zuge des Einreichverfahrens ist sicherzustellen, dass die Anlage keine Blendwirkung auf Anrainer bzw. den Flugverkehr ausübt. Da die Anlage weder Schall noch sonstige Emissionen emittiert, ist von dieser Seite aus mit keinen Auflagen zu rechnen.

Emissionen

Da die Anlage weder Schall noch sonstige Emissionen emittiert, ist von dieser Seite aus mit keinen Auflagen zu rechnen.

Ausschreibung und Vergabe

Bei Umsetzung des Projektes ist die Abwicklung nach dem Vergaberecht notwendig, da die Energie Burgenland Green Energy GmbH ein öffentlicher Auftraggeber ist. Wird ein Förderungsprogramm genutzt, muss die Angebotseinholung gemäß den aktuellen Kriterien erfolgen.

Flächenwidmung

Die geplanten Flächen sind im Flächenwidmungsplan als Aufschließungsgebiet – Betriebsgebiet sowie als landwirtschaftlich genutzte Grünfläche ausgewiesen. Es sind Gespräche mit der Raumplanung und dem Bürgermeister notwendig. Anschließend ist ein Raumordnungsverfahren einzuleiten.

Grundstücksicherung

Bei Projektumsetzung sollte die Gemeinde die Grundstücke sichern damit diese später die Energie Burgenland Green Energy GmbH pachten kann. Hierfür sind im weiteren Projektverlauf noch weitere Gespräche und Vereinbarungen notwendig.

Einbindung der Bevölkerung

Im Rahmen der Ausarbeitung des Projektes ist es notwendig die BürgerInnen in Oberwart und Umgebung zu informieren.

Als erster Schritt ist es erforderlich das Projekt den Stadt- und Gemeinderat vorzustellen, um von der Politik ausreichend Unterstützung zu erhalten.

Grundsätzlich sollen alle relevanten Informationen auf der Homepage der Energie Burgenland zur Verfügung stehen. Der Fokus bei der Informationsbereitstellung

liegt darauf die BürgerInnen aufzuklären, um die Vorteile darzustellen und auch kritische Themen wie Flächennutzung/ Flächenverschwendung anzusprechen.

Für all jene BürgerInnen, die einerseits keinen Internetzugang oder auch ein größeres Interesse an der Großsolaranlage haben, ist eine Informationsveranstaltung im Rathaus angedacht. Der Termin dafür soll auf der Homepage sowie mit einer Postwurfsendung beworben werden. Bei dieser Veranstaltung sollen alle offenen Fragen und Sorgen der BürgerInnen angehört und besprochen werden.

Ideen für die aktive Einbindung der Bevölkerung befinden sich auf Seite 40.

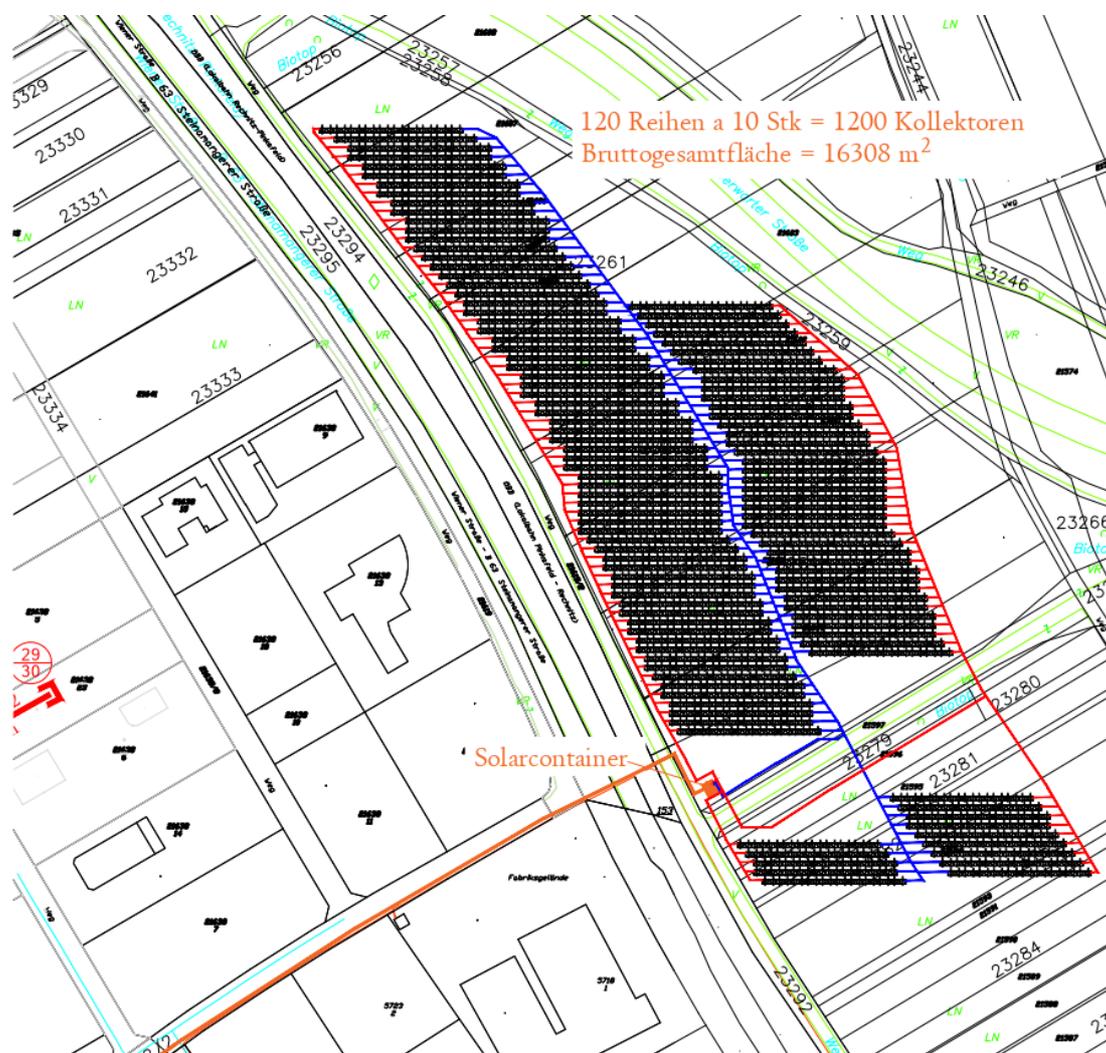


Abbildung 15: Kollektorfeld

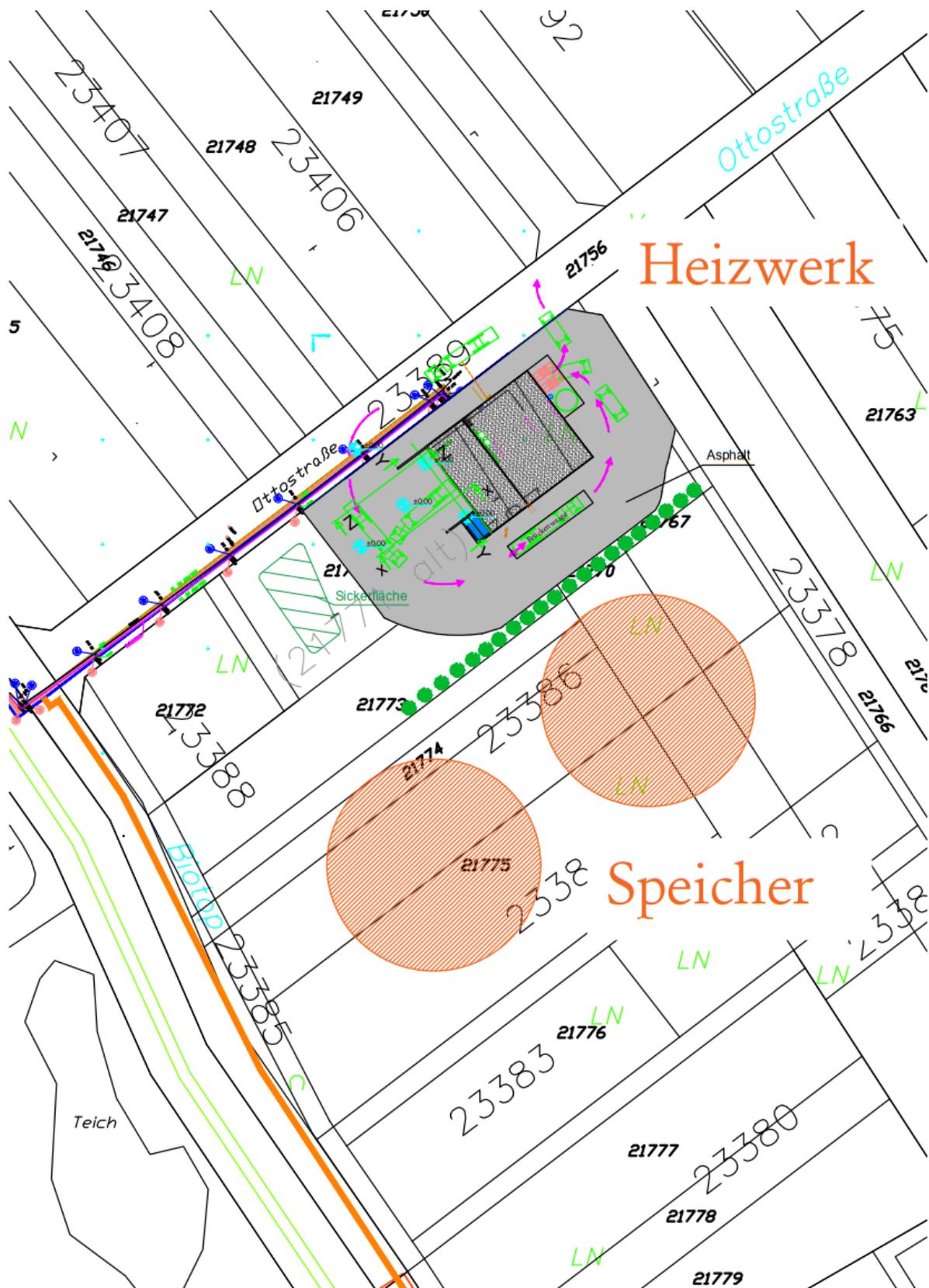


Abbildung 16: Heizwerk und Speicher

3.2. Variante 1.1 „großes Kollektorfeld Zukunft“

Kennwerte: Kollektorfläche 24.462 m² / Speichervolumen 100.000 m³

3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Die Grundlage für diese Variante sind sämtliche Dimensionierungen und Konzepte der Variante 1 „großes Kollektorfeld“. In diesem Kapitel wird davon ausgegangen das durch einen Fernwärmenetzausbau der Wärmebedarf auf 35 GWh pro Jahr ansteigt.

Es wurde ein Lastprofil des Fernwärmenetzes mit Stundenwerten erstellt und für die weiteren Berechnungen aufbereitet.

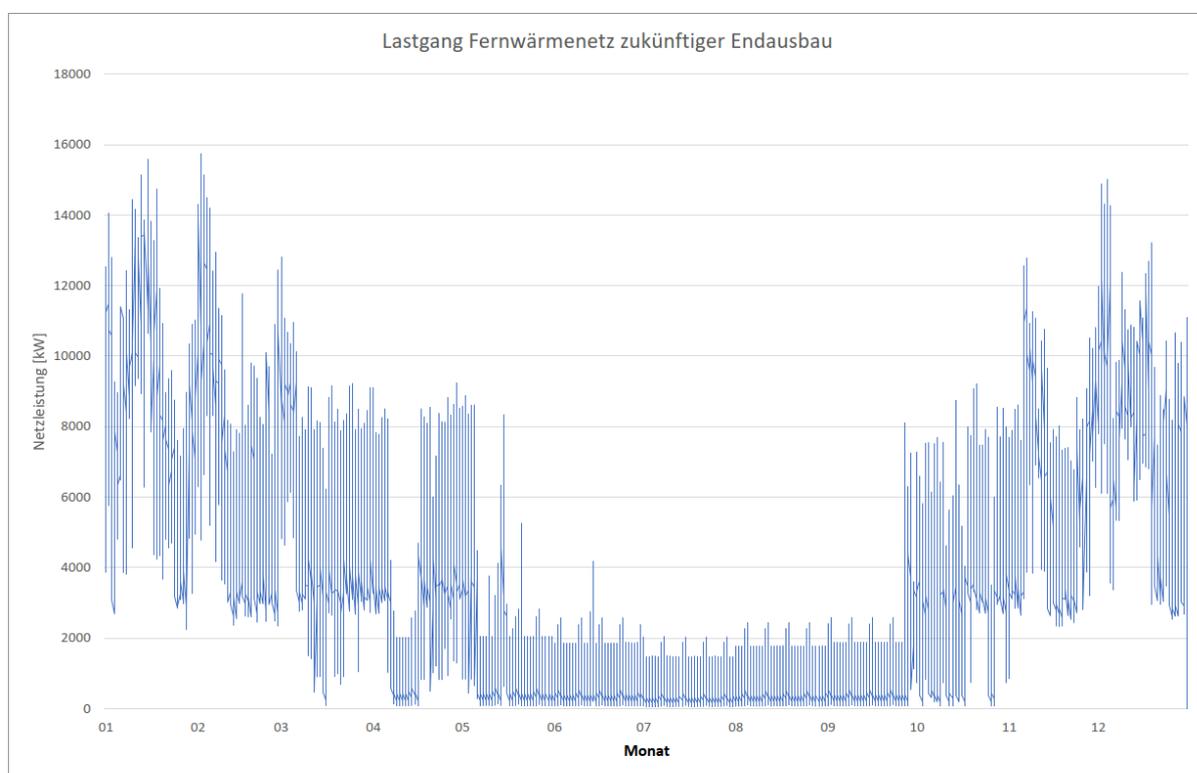


Abbildung 17: Lastprofil

Die auf diesen Grundlagen durchgeführten Simulationen und Berechnungen ergaben, dass bei einer Kollektorzahl von 1.800 Stk. und einer daraus resultierenden Bruttokollektorfläche von 24.462 m² eine Wärmespeicherung mit einem Volumen von 100.000 m³ notwendig ist.

Für die Wärmespeicherung wurden zwei Varianten ausgearbeitet, einmal mit einem drucklosen Stahlspeicher und eine Variante mit einem Erdspeicher.

SOLARFELD
24.462 M² KOLLEKTORFLÄCHE

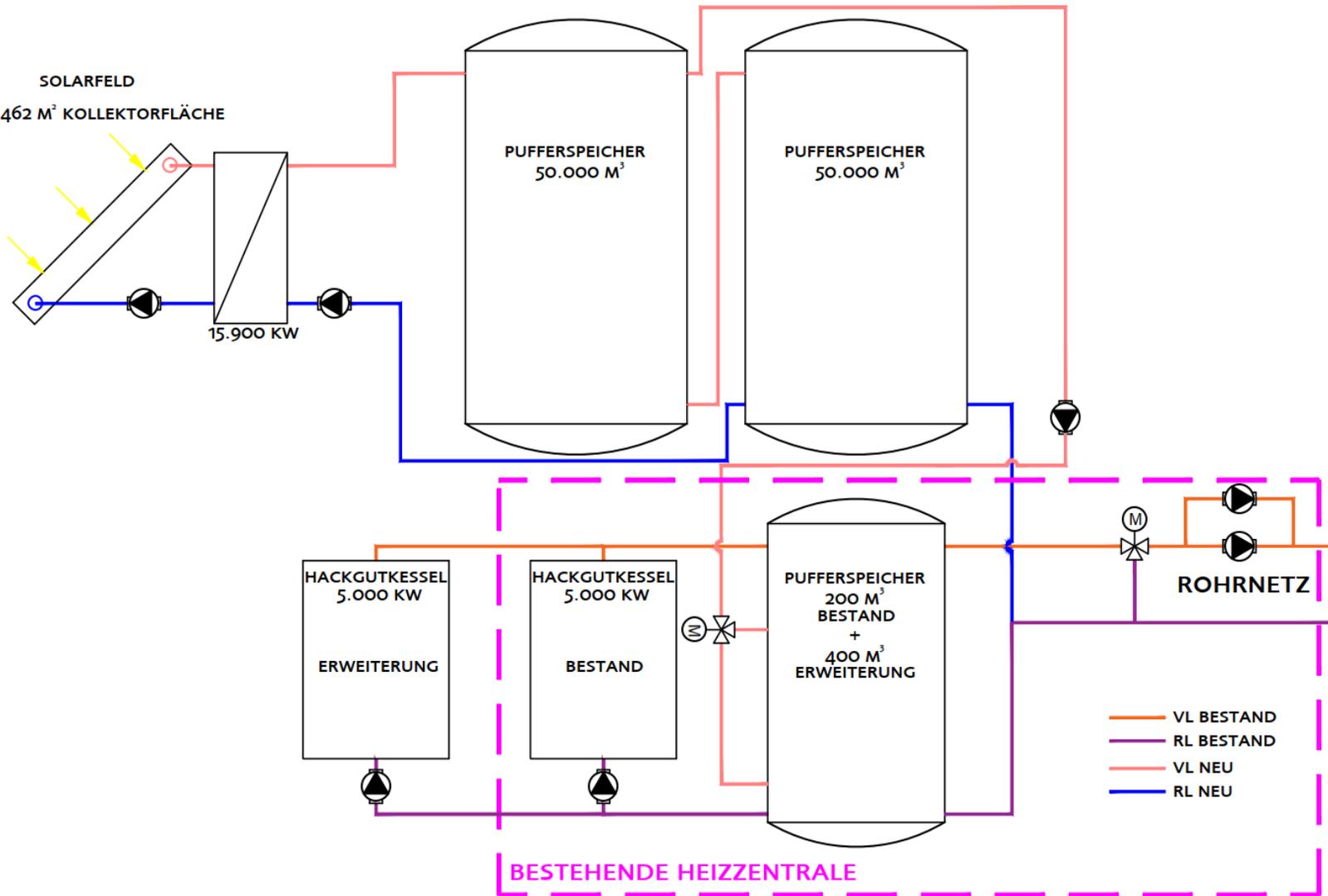


Abbildung 18: Übersichtsschema Variante druckloser Stahlspeicher

Pufferspeicher 50.000 m³

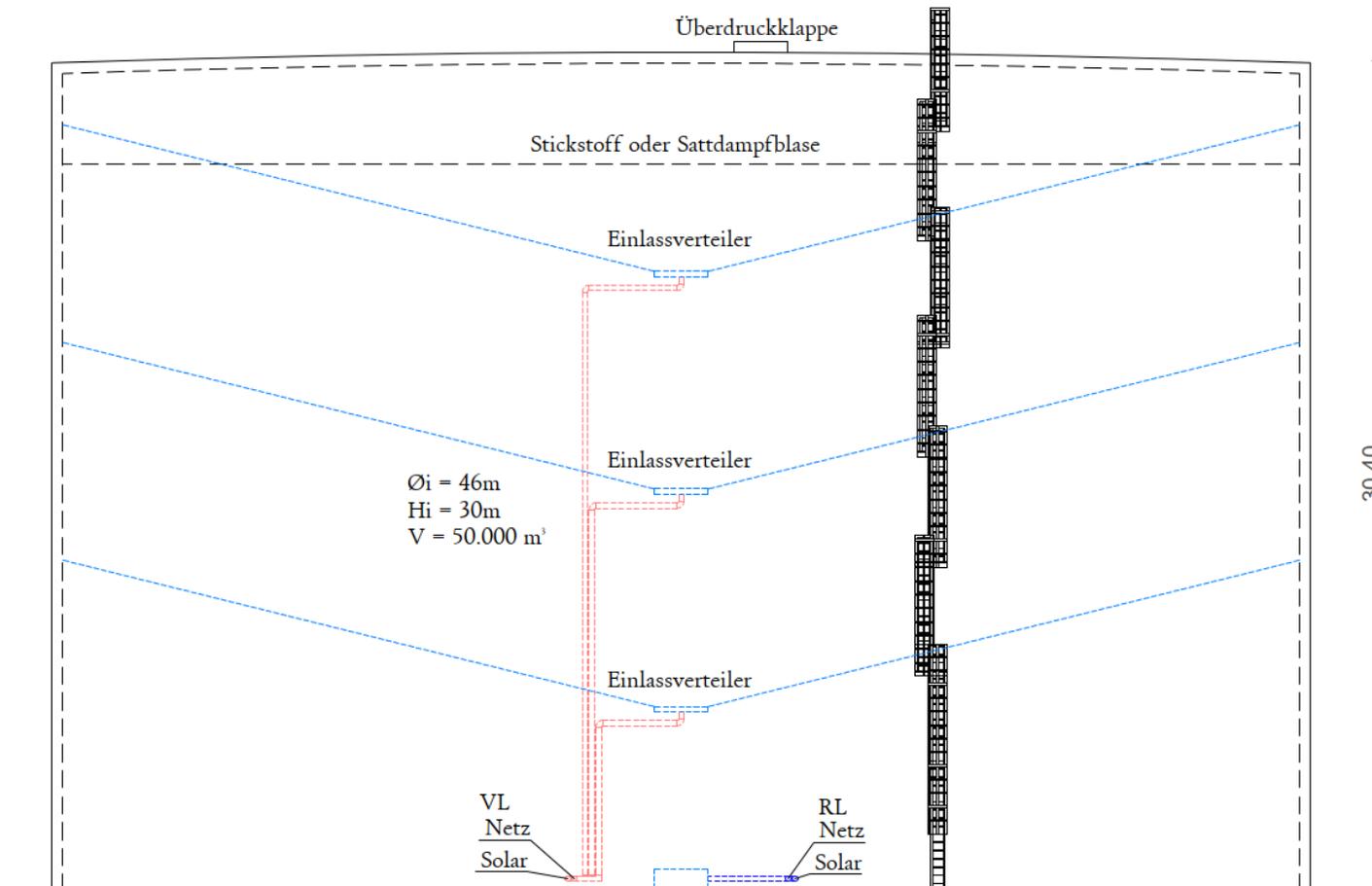


Abbildung 19: Ansicht druckloser Stahlspeicher Konstruktion

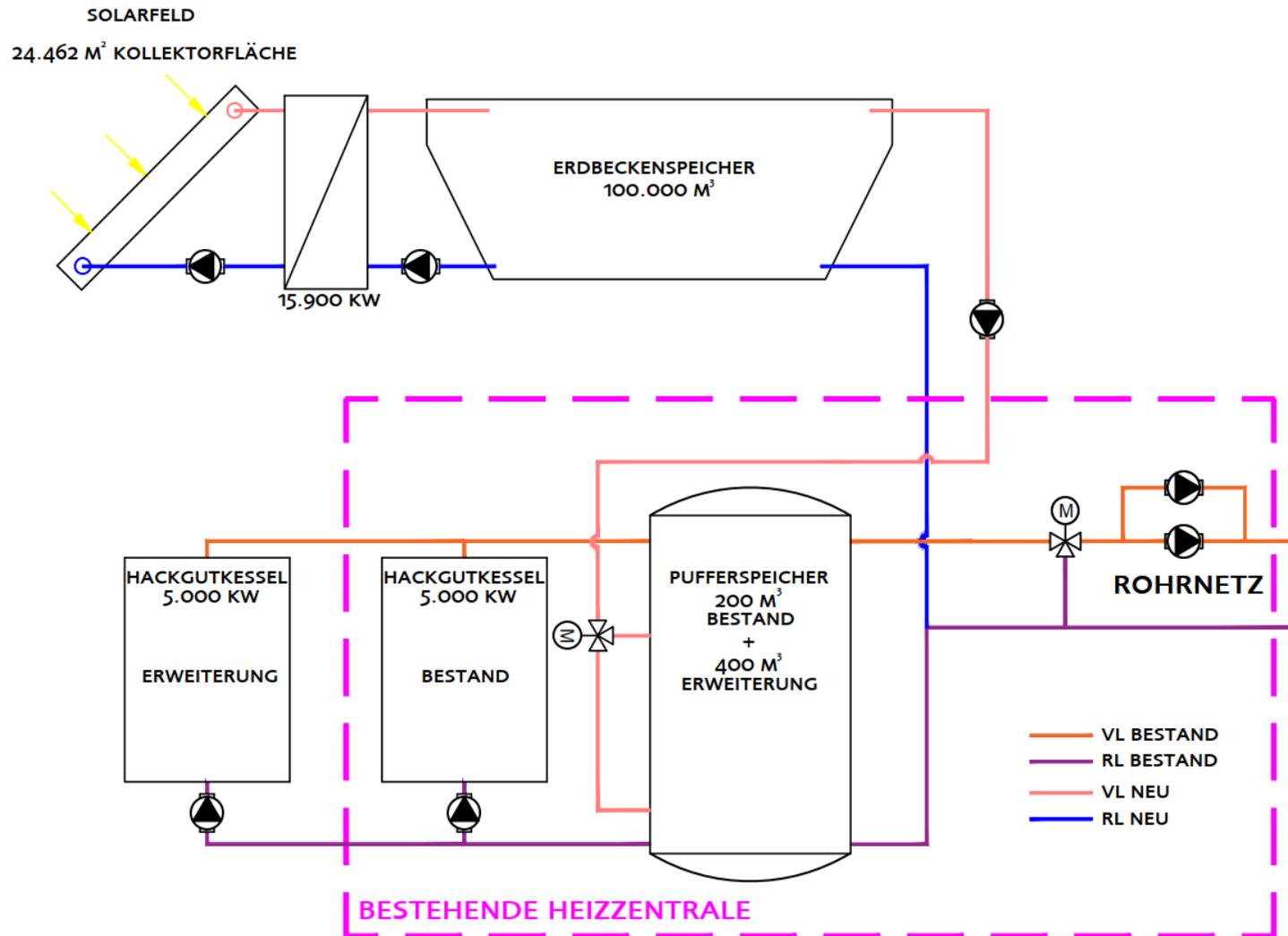


Abbildung 20:Übersichtsschema Erdbeckenspeicher

ANSICHT

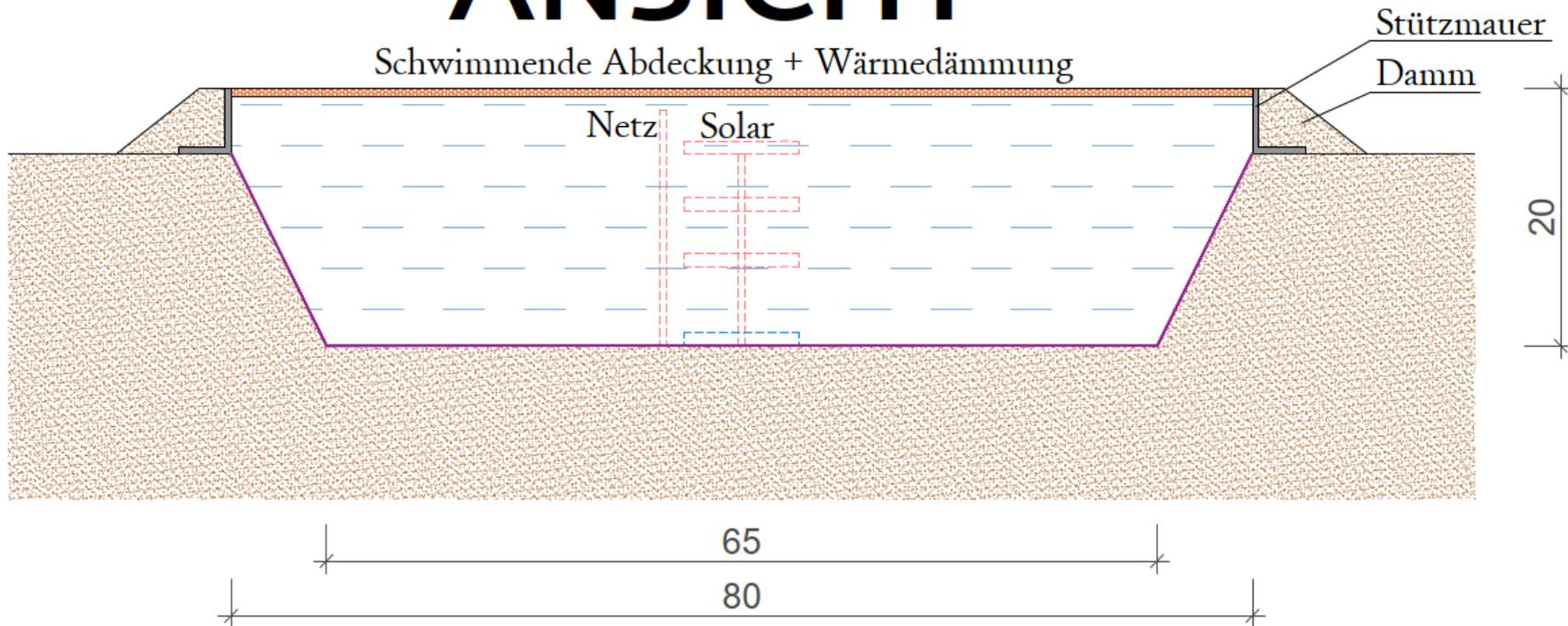


Abbildung 21: Schnitt Erdbeckenspeicher 100.000 m³

Die zuvor beschriebene Anlagenkonfiguration wurde im Simulationsprogramm Polysun abgebildet. Die Berechnungen der Simulation liefern folgende Ergebnisse:

Kollektorfläche	24.462 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	35,2%
Gesamter Kollektorfeldertrag	11.599.145 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	474,2 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	515,5 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	2.729.211 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	13.646.054 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	687.761 kg

Abbildung 22: Ergebnisse Polysun

Der berechnete Ertrag des Kollektorfeldes liegt bei 11.599 MWh pro Jahr, dies ergibt einen solaren Deckungsanteil von 35,2 %.

Die monatlichen Erträge sind wie folgt zu erwarten:

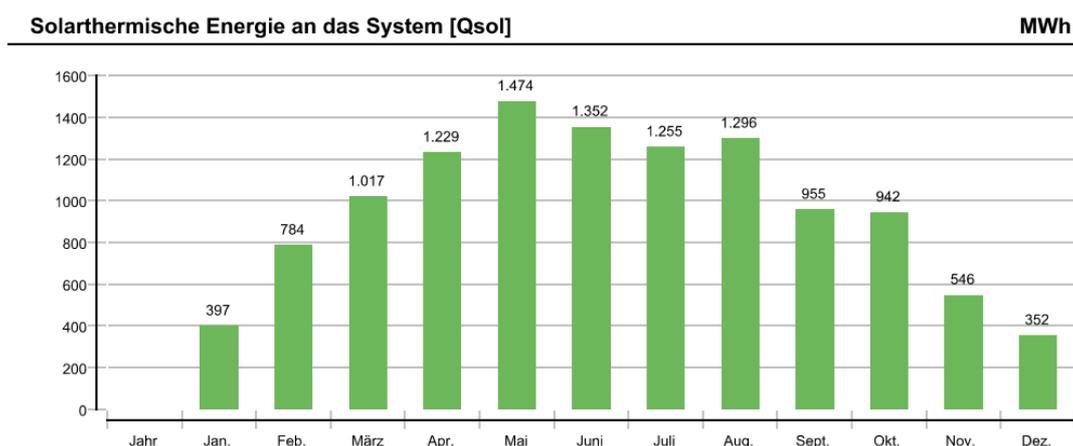


Abbildung 23: Erträge der Solarthermieanlage

Über das Jahr verteilt ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

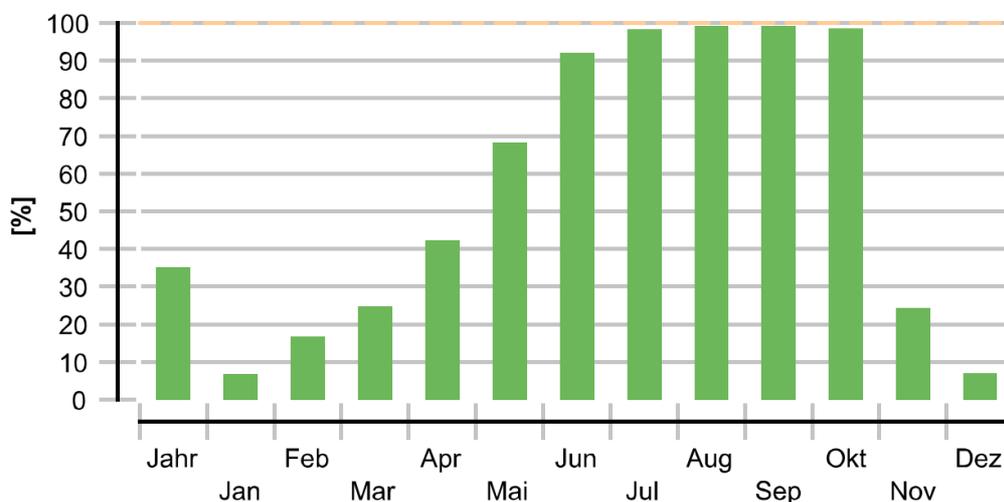


Abbildung 24: Solarer Deckungsgrad

Die restliche benötigte Jahresenergie von 21.359 MWh muss durch den bestehenden Hackgutkessel sowie einen weiteren Biomassekesselanlage von 5.000 kW bereitgestellt werden.

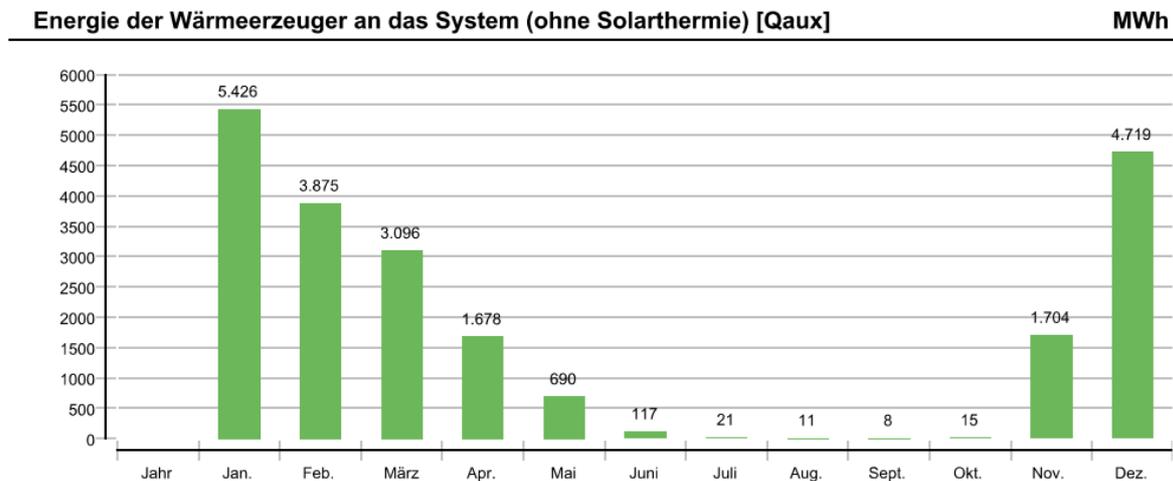


Abbildung 25: Energie der Wärmeerzeuger an das System

Die durchschnittlichen Pufferspeichertemperaturen als Ergebnis der dynamischen Simulation sind untenstehend dargestellt.

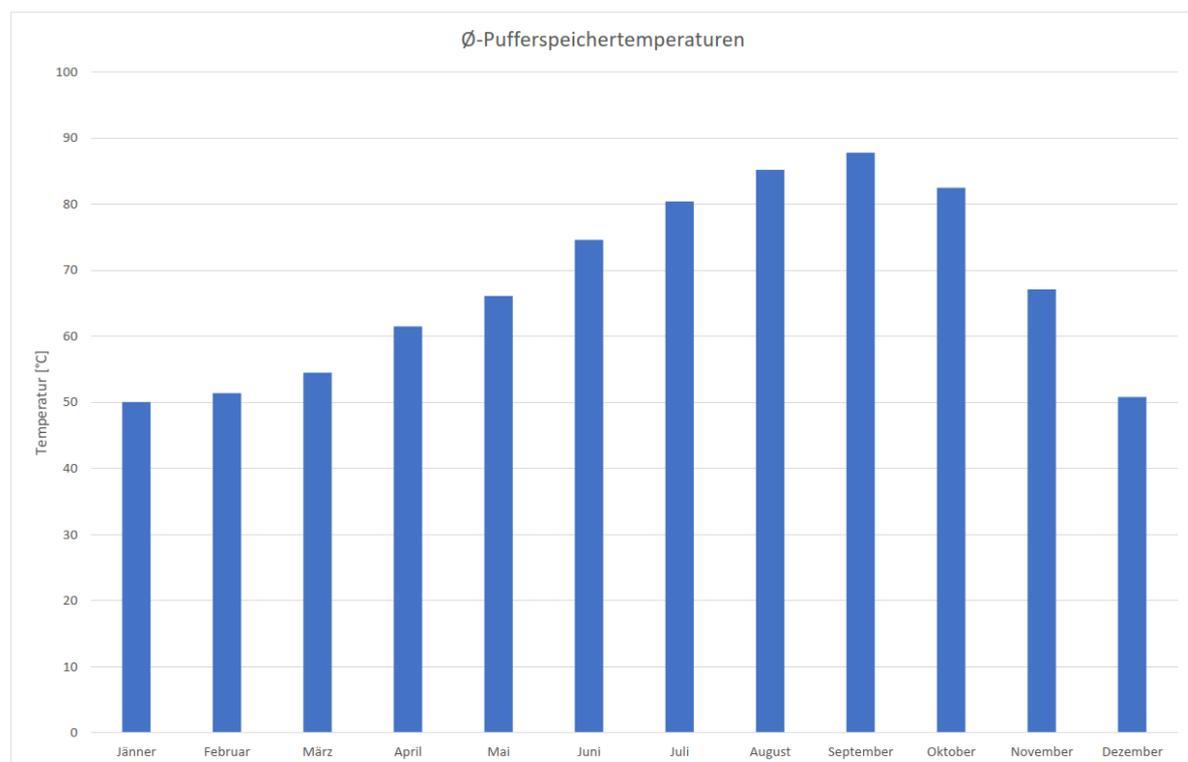


Abbildung 26: Pufferspeichertemperaturen

3.2.2 Ökonomische Betrachtung

Variante Stahlspeicher

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte mit ähnlicher Projektgröße herangezogen.

Kollektoren	3.981.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	1.618.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	42.000 €
EMSR	535.000 €
Wärmetauscher	115.000 €
Notkühler	36.000 €
Solarcontainer	85.000 €
Stahlspeicher	10.000.000 €
Erdverlegte Leitung 2.650 TRM	928.000 €
Planung	1.734.000 €
Summe	19.074.000 €
abzgl. Förderung	5.810.426 €
Summe abzgl. Förderung	13.263.574 €

Tabelle 5: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 1.1 mit Stahlspeicher	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	19.074.000 €		
Wärmeerzeugung	11.599 MWh		
Wärmegestehungskosten	82,30 € / MWh	70,80 € / MWh	63,20 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	74,30 € / MWh	62,80 € / MWh	55,20 € / MWh
AFA	57,10 € / MWh	45,60 € / MWh	38,00 € / MWh
Zinsen	17,20 € / MWh	17,20 € / MWh	17,20 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	5,00 € / MWh	5,00 € / MWh	5,00 € / MWh
Instandhaltung	4,20 € / MWh	4,20 € / MWh	4,20 € / MWh
Personal	0,80 € / MWh	0,80 € / MWh	0,80 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 6: Wärmegestehungskosten Variante 1.1 mit Stahlspeicher

Variante Erdspeicher

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte mit ähnlicher Projektgröße herangezogen.

Kollektoren	3.981.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	1.618.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	42.000 €
EMSR	535.000 €
Wärmetauscher	115.000 €
Notkühler	36.000 €
Solarcontainer	85.000 €
Erdspeicher	5.000.000 €
Erdverlegte Leitung 2.650 TRM	928.000 €
Planung	1.234.000 €
Summe	13.574.000 €
abzgl. Förderung	4.115.436 €
Summe abzgl. Förderung	9.458.564 €

Tabella 7: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 1.1 mit Erdspeicher	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	13.574.000 €		
Wärmeerzeugung	11.599 MWh		
Wärmegestehungskosten	59,90 € / MWh	51,70 € / MWh	46,30 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	53,00 € / MWh	44,80 € / MWh	39,40 € / MWh
AFA	40,80 € / MWh	32,60 € / MWh	27,20 € / MWh
Zinsen	12,20 € / MWh	12,20 € / MWh	12,20 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	3,90 € / MWh	3,90 € / MWh	3,90 € / MWh
Instandhaltung	3,10 € / MWh	3,10 € / MWh	3,10 € / MWh
Personal	0,80 € / MWh	0,80 € / MWh	0,80 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabella 8: Wärmegestehungskosten Variante 1.1 mit Erdspeicher

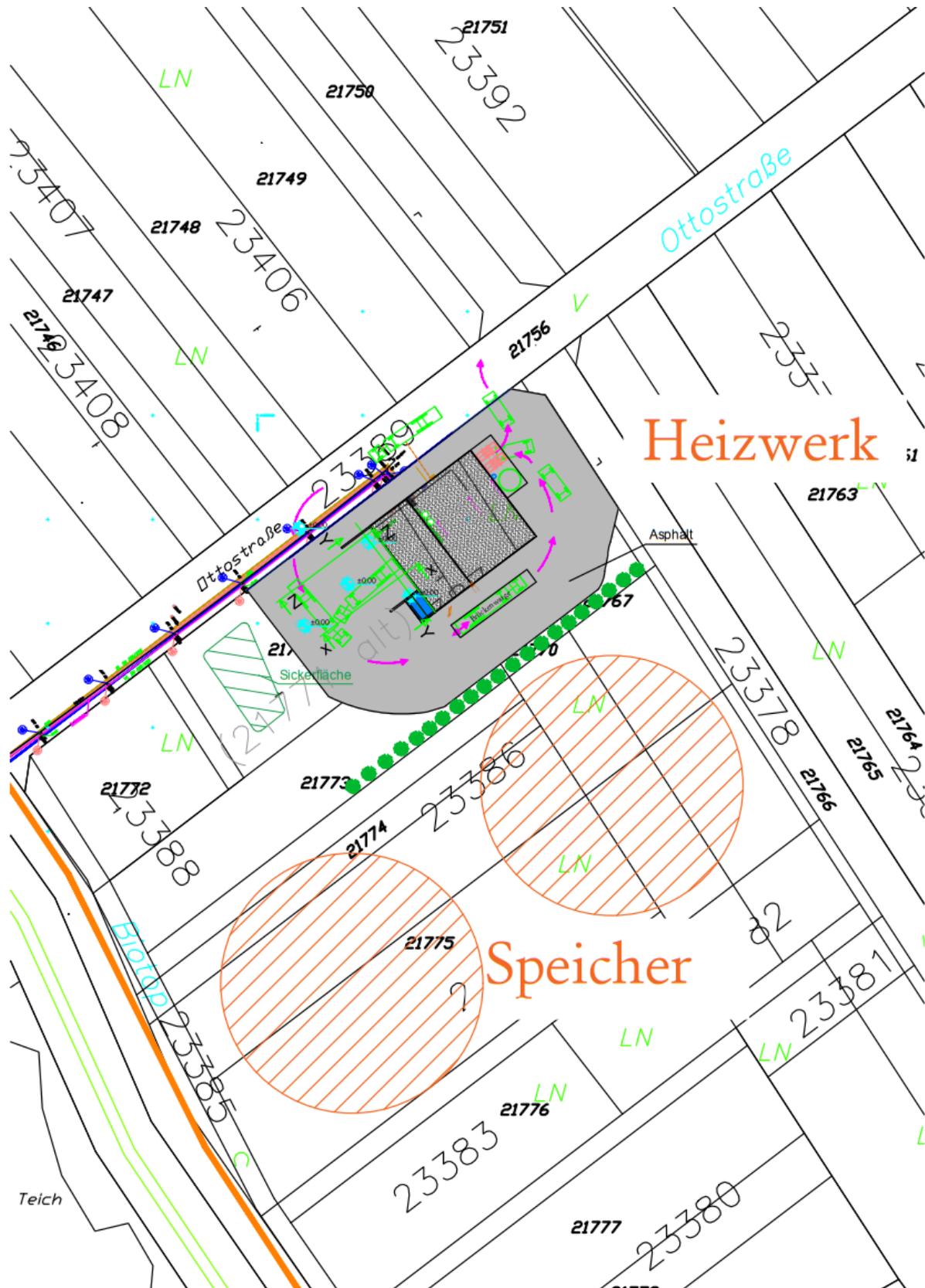


Abbildung 28: Heizwerk und Speicher

3.3 Variante 2 „Sommerschwachlast“

Kennwerte: Kollektorfläche 5.436 m² / Speichervolumen 1.000 m³

3.3.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Diese Variante stellt eine wesentliche Reduzierung der Anlagengröße im Vergleich zur Variante 1 dar. Anstelle von 1.200 Kollektoren werden 400 Kollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 5.436 m² betrachtet. Dies entspricht einer Anlagengröße von 33 % der Maximalvariante.

Für die in der Zielsetzung festgelegten Anlagengröße werden zumindest 27.530 m² Grundfläche für die Errichtung der Solaranlage sowie des Pufferspeichers benötigt. Das Grundstück, auf welchem die bestehende Heizzentrale errichtet ist, ist groß genug, um den Pufferspeicher darauf zu errichten. Die Erhebung möglicher Grundstücke in Nähe der bestehenden Heizzentrale ergab, dass die Solaranlage nördlich des Heizwerkes errichtet werden kann.

Die Kollektoren werden in Reihen zu je zehn Kollektoren errichtet. Dies entspricht vierzig Kollektorreihen mit einem Abstand von 4,5m von Kollektorvorderkante bis Kollektorvorderkante der Folgereihe.

Bei dieser Variante kann auf einen kleineren drucklosen Stahlspeicher mit einem Volumen von 1.000 m³ zurückgegriffen werden. Dieser kann auf dem Grundstück der Heizzentrale errichtet werden. Die Beladung erfolgt mittels Schichtladeeinlassverteiler um eine optimale Temperaturschichtung im Puffer zu erreichen. Die restlichen Simulationsparameter wie Lastprofil und dazugehörige Vorlauftemperaturen bleiben wie in Variante 1.

Die zuvor beschriebene Anlagenkonfiguration wurde im Simulationsprogramm Polysun abgebildet. Die Berechnungen der Simulation liefern folgende Ergebnisse:

Kollektorfläche	5.436 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	15,8%
Gesamter Kollektorfeldertrag	2.471.851 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	454,7 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	494,4 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	581.612 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	2.908.060,5 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	146.566 kg

Abbildung 29: Ergebnisse Polysun

Die monatlichen Ergebnisse sind wie folgt zu erwarten:

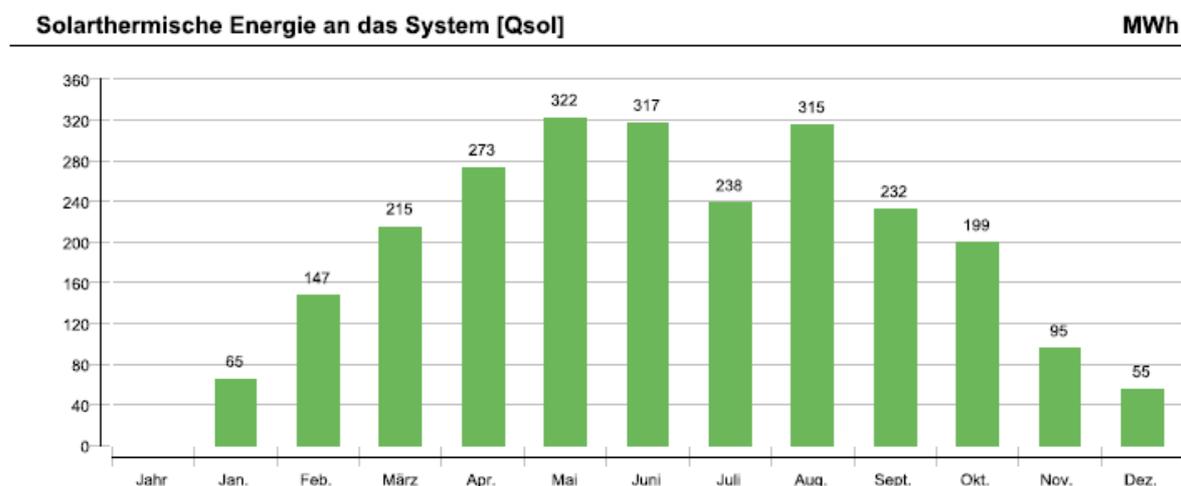


Abbildung 30: Erträge der Solarthermie

Der Minderertrag im Juli resultiert aus der Speichergroße. Für die Erträge im Juli wäre ein etwas größerer Speicher erforderlich. Für die restlichen Monate ist eine Vergrößerung des Speichers jedoch nicht sinnvoll da das Speichervolumen von 1.000 m³ dafür ausreichend ist. Die Erträge in den Herbstmonaten im Unterschied zu Variante 1 sind ähnlich wie im Frühjahr.

Die durchschnittlichen Pufferspeichertemperaturen als Ergebnis der dynamischen Simulation sind untenstehend dargestellt.

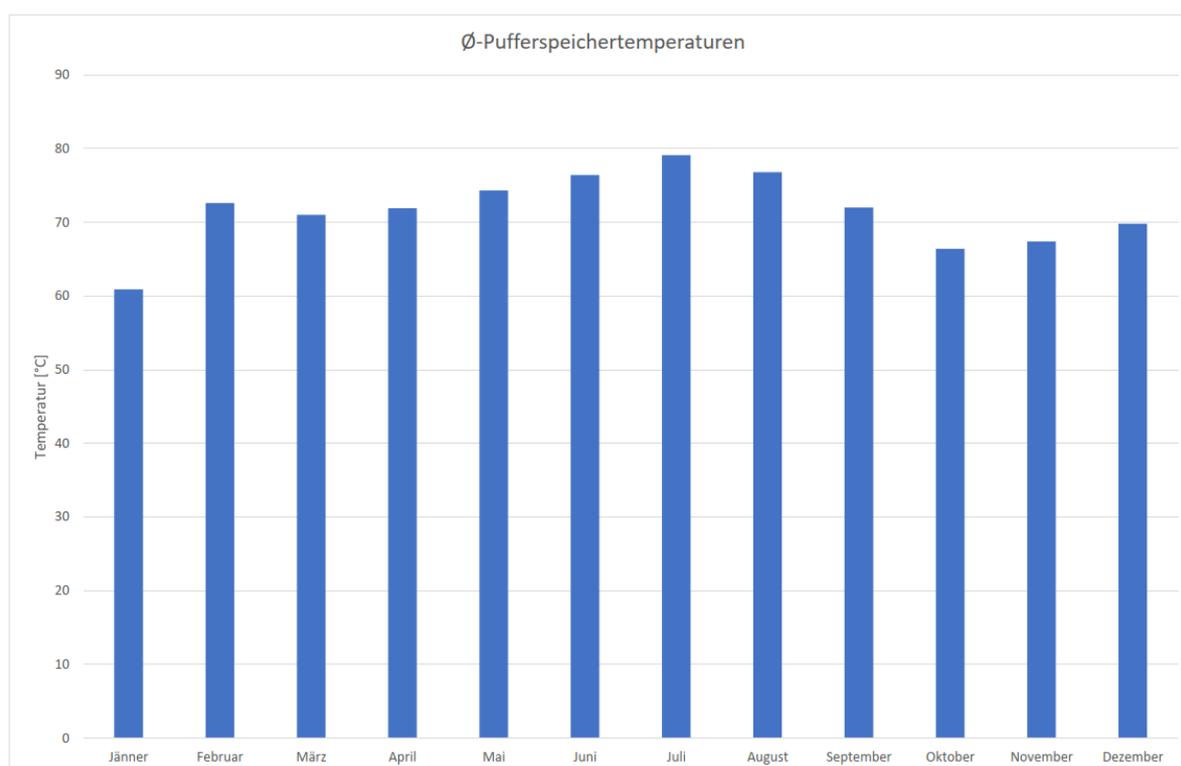


Abbildung 31: Pufferspeichertemperaturen

Über das Jahr verteilt, ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

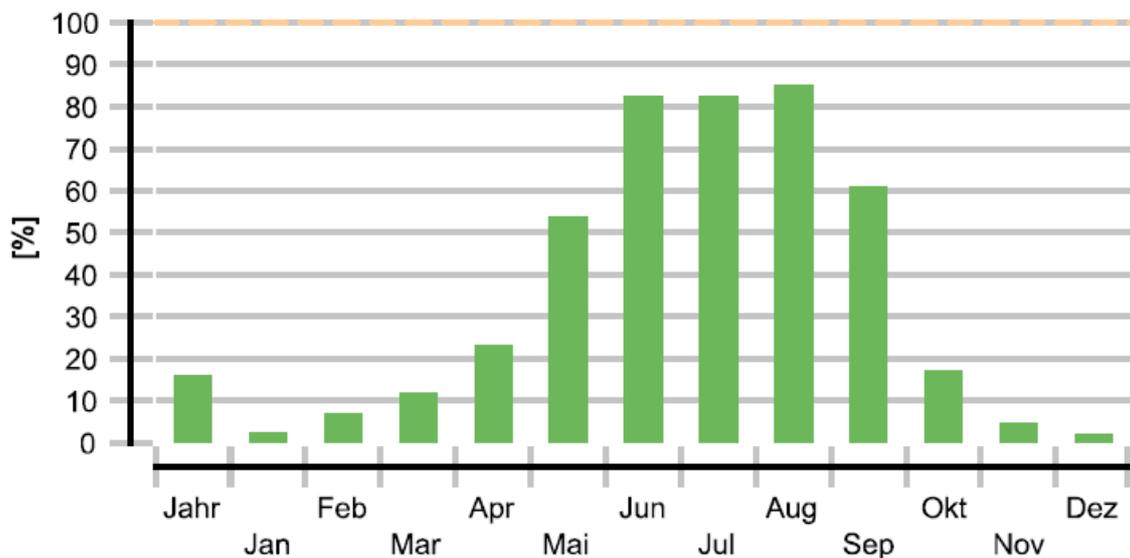


Abbildung 32: Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad dieser Variante liegt bei ca. 15,8 %. Die Verringerung des Deckungsgrades (Variante 1 42,4 %) geht einher mit der Anlagengröße von 33 % im Vergleich zur Variante 1.

Die restliche benötigte Jahresenergie von 13.208 MWh muss durch den Hackgutkessel bereitgestellt werden.

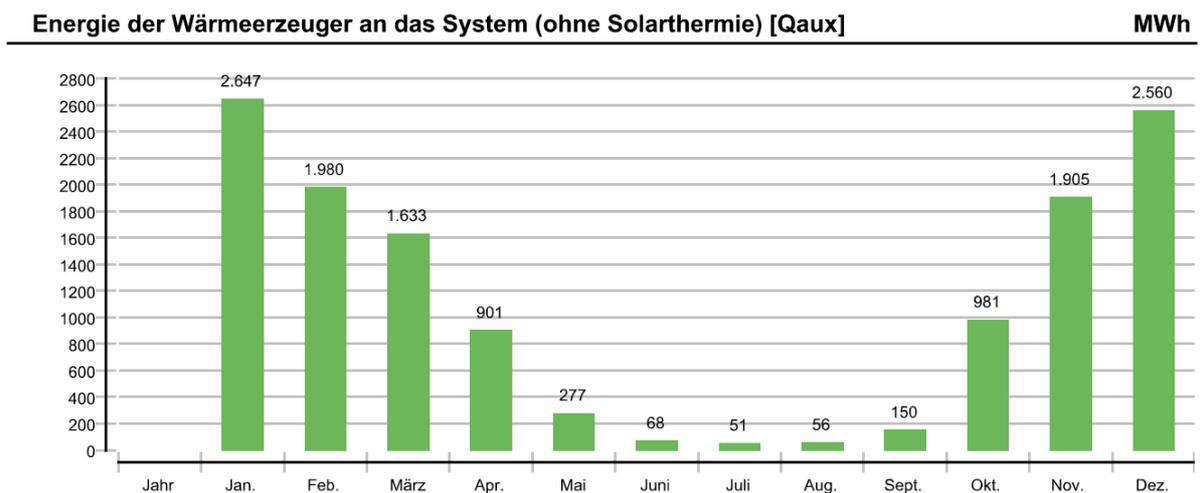


Abbildung 33: Energie der Wärmeerzeuger an das System

Der drucklose Stahlspeicher mit der innenliegenden Verrohrung und Schichtladeeinlassverteiler kann folgendermaßen aussehen:

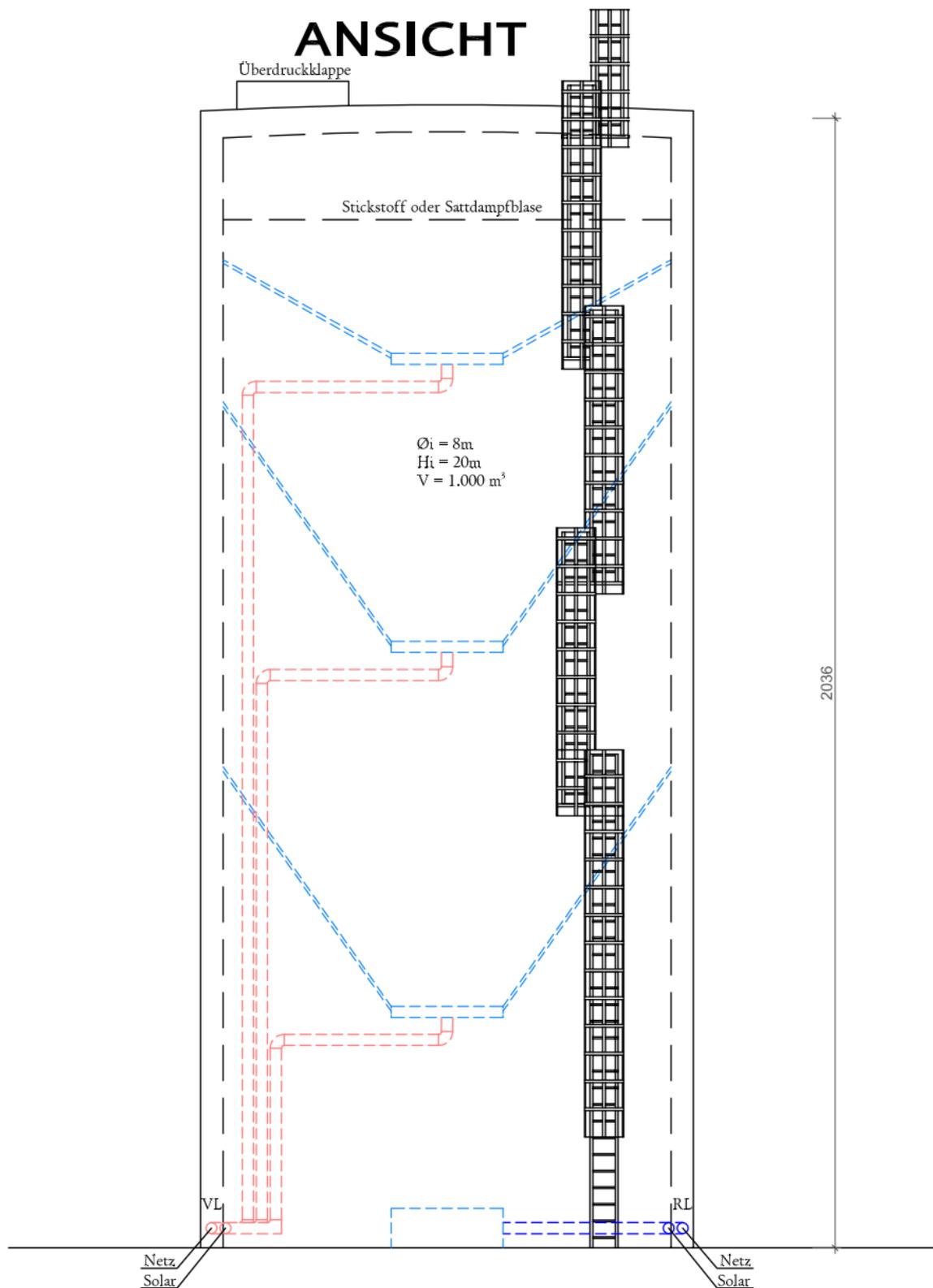


Abbildung 34: Ansicht Puffer Konstruktion

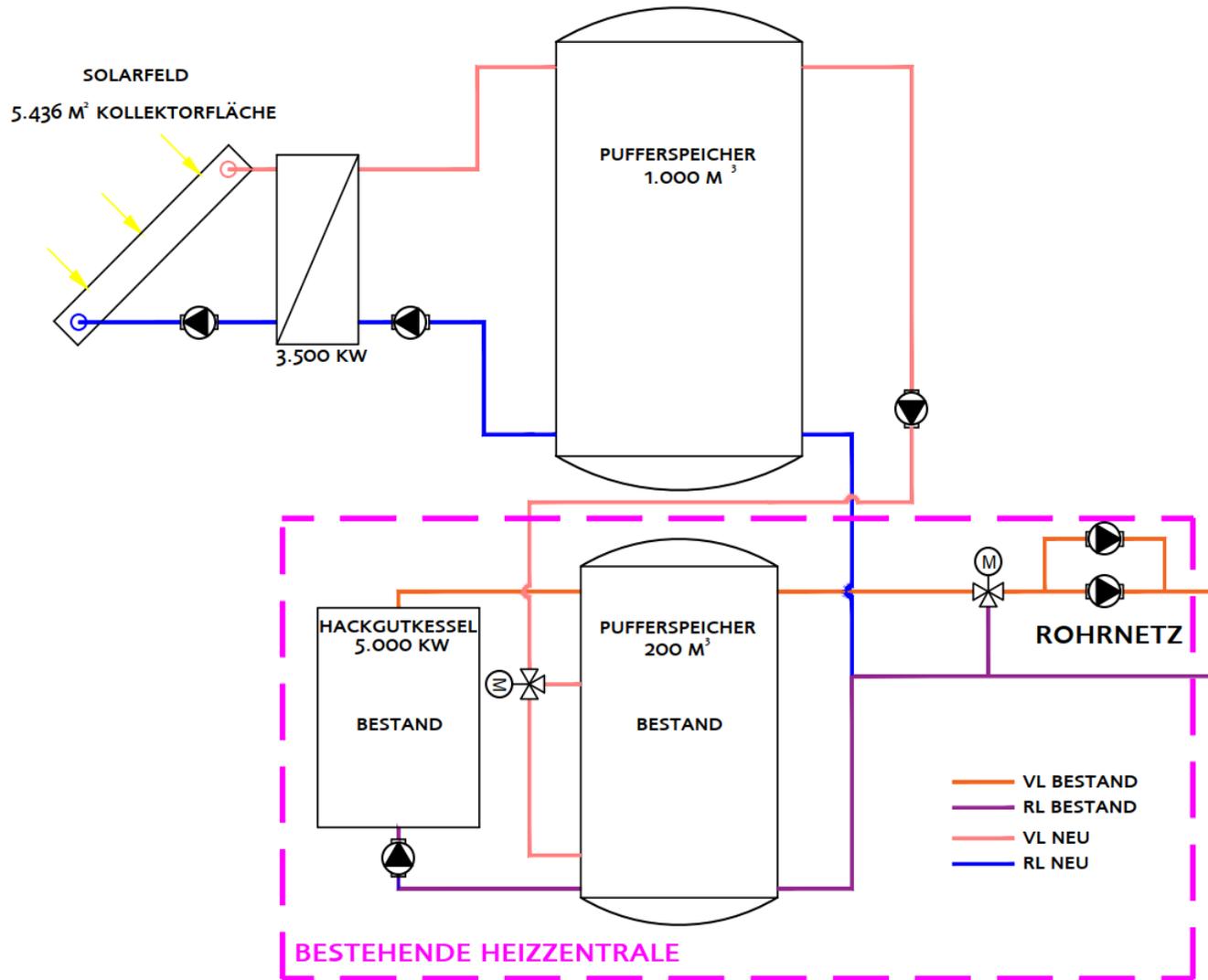


Abbildung 35: Anlagenschema

3.3.2 Ökonomische Betrachtung

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Vergleichsprojekte mit ähnlicher Projektgröße herangezogen.

Kollektoren	885.000 €
Kollektorfeld - Rammpfähle	360.000 €
Geo Statik / Bodenschürfung	9.000 €
EMSR	119.000 €
Wärmetauscher	25.000 €
Notkühler	8.000 €
Solarcontainer	19.000 €
Stahlspeicher	160.000 €
Erdverlegte Leitung 1.970 TRM	690.000 €
Planung 10% der Investitionskosten	225.000 €
Summe	2.500.000 €
abzgl. Förderung	801.560 €
Summe abzgl. Förderung	1.698.440 €

Tabelle 9: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung:

Variante 2	Betrachtungszeitraum		
	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Investitionskosten	2.500.000 €		
Wärmeerzeugung	2.472 MWh		
Wärmegestehungs- kosten	55,60 € / MWh	48,80 € / MWh	44,20 € / MWh
Investitionsgebundene Kosten	44,60 € / MWh	37,80 € / MWh	33,20 € / MWh
AFA	34,30 € / MWh	27,50 € / MWh	22,90 € / MWh
Zinsen	10,30 € / MWh	10,30 € / MWh	10,30 € / MWh
Betriebsgebundene Kosten	8,00 € / MWh	8,00 € / MWh	8,00 € / MWh
Instandhaltung	4,30 € / MWh	4,30 € / MWh	4,30 € / MWh
Personal	3,70 € / MWh	3,70 € / MWh	3,70 € / MWh
Verbrauchsgebundene Kosten (Strom)	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh	3,00 € / MWh

Tabelle 10: Wärmegestehungskosten Variante 2

3.3.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für diese Variante sind dieselben wie bei Variante 1 und sind auf Seite 17 beschrieben.



Abbildung 36: Kollektorfeld

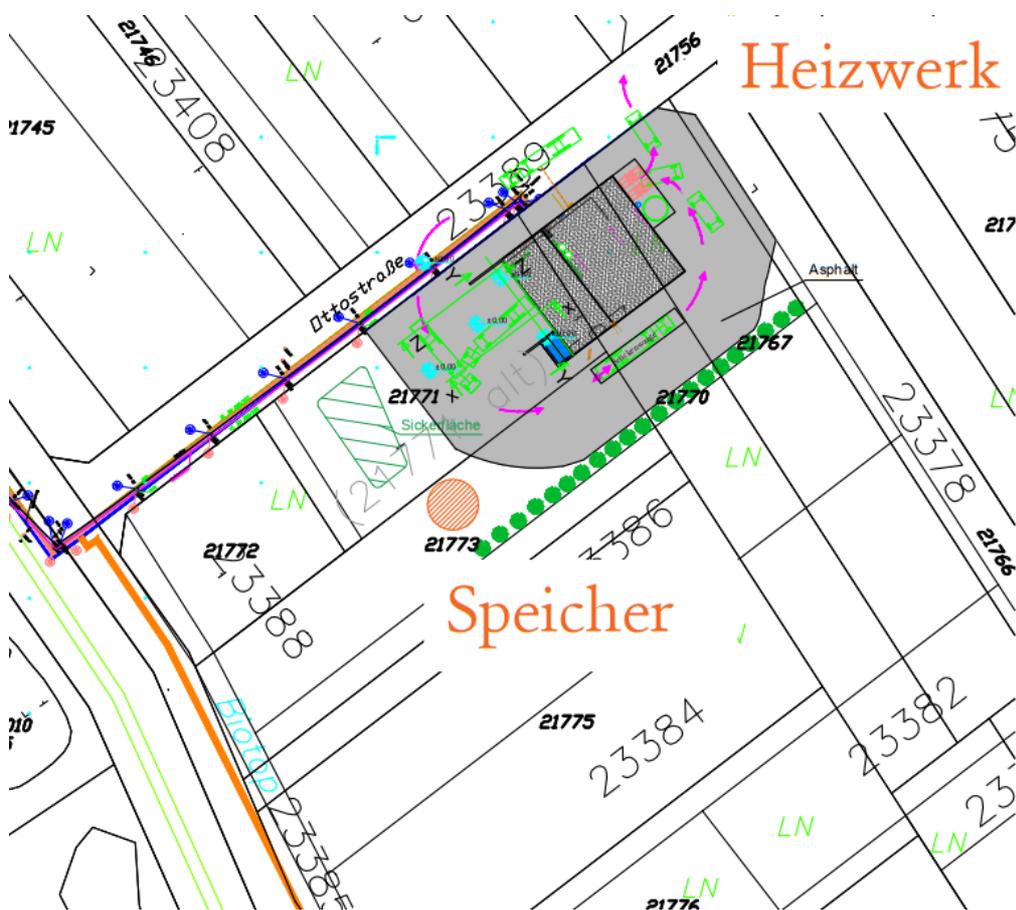


Abbildung 37: Speicher und Heizwerk

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Aufgrund der Simulationen und Berechnungen beider Varianten ergibt sich folgendes Resümee.

Die Variante 1 mit einer Gesamtkollektorfläche von 16.308 m² und dem daraus ergebenden Speichervolumen von 75.000 m³ Langzeitspeicherung ist technisch in Oberwart umsetzbar, jedoch ökonomisch mit sehr hohen Investitionskosten verbunden. Es wurden zwei Speichermöglichkeiten betrachtet, einerseits der drucklose Stahlspeicher, andererseits der Erdspeicher.

Die Investitionskosten der gesamten Solarthermieanlage beim drucklosen Stahlspeicher betragen insgesamt € 13.865.000,-. Bei diesen Kosten ist der maßgebliche Preistreiber der drucklose Stahlspeicher, der aufgrund seiner immensen Speichergröße Kosten in der Höhe von € 7.500.000,- verursacht.

Die Investitionskosten der Solarthermieanlage mit Erdbecken betragen insgesamt € 9.740.000,-. Auch bei dieser Speichervariante ist der Speicher selbst die größte Kostenposition mit € 3.750.000,-.

Allerdings ist es in Variante 1 nicht möglich den Speicher zu verkleinern, denn dieser Speicher wurde mit einem optimalen Speichervolumen geplant, damit die gespeicherte Energie vom Sommer auch im Winter technisch und wirtschaftlich sinnvoll verwendet werden kann.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit Stahlspeicher ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 83,80/MWh, bei 25 Jahren € 72,20/MWh und bei 30 Jahren € 64,50/MWh. Im Vergleich dazu ergaben die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit Erdspeicher Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 60,40/MWh, bei 25 Jahren € 52,30/MWh und bei 30 Jahren € 46,80/MWh.

Da in Oberwart noch großes Ausbaupotenzial besteht wurde ein Zukunftsvariante 1.1 erstellt. Es wurde mit einem Wärmebedarf von 35 GWh pro Jahr simuliert und berechnet. Hierbei wurde eine Gesamtkollektorfläche von 24.462 m² und dem daraus ergebenden Speichervolumen von 100.000 m³ Langzeitspeicherung angenommen und wie bei Variante 1 der drucklose Stahlspeicher und der Erdspeicher betrachtet.

Die Investitionskosten der gesamten Solarthermieanlage beim drucklosen Stahlspeicher betragen insgesamt € 19.074.000,-, davon sind € 10.000.000,- für den Speicher. Für die Solarthermieanlage mit Erdbecken betragen die Investitionskosten € 13.574.000,-, davon sind € 5.000.000,- für den Speicher.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit Stahlspeicher ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 82,30/MWh, bei 25 Jahren € 70,80/MWh und bei 30 Jahren € 63,20/MWh. Im Vergleich dazu ergaben die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit Erdspeicher Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 59,90/MWh, bei 25 Jahren € 51,70/MWh und bei 30 Jahren € 46,30/MWh.

Wenn man bei Variante 1 und Variante 1.1. die spezifischen Wärmegestehungskosten vergleicht zeigt sich das je größer die Kollektorfläche wird, desto niedriger werden die Wärmegestehungskosten.

Um Großsolaranlagen mit drucklosen Stahlspeicher als Langzeitspeicher in dieser Projektkategorie ökonomischer darstellen zu können wäre es notwendig, dass solche Projekte mit einem deutlich höheren Fördersatz unterstützt werden. Es wurde ein Beispiel mit einem Fördersatz von 50 % gerechnet. Hierbei können die Wärmegestehungskosten beim drucklosen Stahlspeicher auf circa € 50,-/MWh gesenkt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

Werden solche Solarthermieanlagen errichtet, um fossile Energieträger zu ersetzen, ist die Wirtschaftlichkeit deutlich höher aufgrund der hohen Kosten für die den fossilen Brennstoff. Der Preis für eine kWh Erdgas liegt laut Auskunft E-Control zwischen 5,4 und 9 Cent. Aktuell kostet beispielsweise das Heizöl rund € 65,-/MWh. Einerseits kann durch Solarthermieanlagen nachhaltige Wärme erzeugt werden und andererseits auch auf Kostentreiber wie beispielsweise die CO₂ Steuer verzichtet werden. Die CO₂ Steuer wird im zweiten Halbjahr 2022 zum Tragen kommen und findet sich im Gesetzestext des Ökosozialen Steuerreformgesetzes 2022. Im Jahr 2022 wird die Tonne CO₂ mit € 30,- versteuert, im Jahr 2025 bereits mit € 55,-.

Die Variante 2 mit Kurzzeitspeicher ist technisch wie auch ökonomisch in Oberwart umsetzbar. Die Investitionskosten für die gesamte Anlage betragen € 2.500.000,-, der Kurzzeitspeicher ist auf Grund seiner Speichergröße deutlich kostengünstiger. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergaben Wärmegestehungskosten bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in der Höhe von € 55,60/MWh, bei 25 Jahren € 48,80/MWh und bei 30 Jahren € 44,20/MWh.

Um die Flächen nicht nur für die Solarthermieanlage zu verwenden, wäre es sinnvoll die Grünflächen landwirtschaftlich zu nutzen. Die Ausführung der Solar Kollektoren wurde deshalb auf Unterkante 1 m über Niveau vorgesehen, um beispielsweise auch Nutztierhaltung wie etwa Schafe oder Hühner zu ermöglichen. Dazu sind mit ortsansässigen Landwirten bzw. Landwirtschaftskammer noch Gespräche zu führen.

Aufgrund der Tatsache das dieses Projekt von einem öffentlichen Unternehmen umgesetzt wird, kann daraus geschlossen werden das die Variante 1 mit Erdspeicher sowie auch die Variante 1.1. mit Erdspeicher und die Variante 2 wirtschaftlich umsetzbar sind.

Die Finanzierung der Umsetzung kann einerseits mit ein Contracting Modell umgesetzt werden. Andererseits wäre es auch möglich die Bevölkerung Oberwart in dieses Projekt mit einzubinden und eine Bürgerbeteiligung für Solarthermie ins Leben zu rufen. Selbstverständlich ist es auch möglich das die Energie Burgenland Green Energy GmbH die Solarthermieanlage eigenständig errichtet.

Es wird empfohlen, mit den Grundstückseigentümern Optionsverträge für Kauf oder Pacht abzuschließen, um anschließend Variante 2 umsetzen zu können.

C) Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan

Genehmigung der Projektstudie	bis 29.04.2022
Aufstellung der Finanzierung	02.05.2022 – 30.09.2022
Sicherung der Grundstücke	03.10.2022 – 31.03.2023
Einreichplanung - baurechtliche Einreichung	03.04.2023 – 29.09.2023
Einreichplanung - gewerberechtliche Einreichung	03.04.2023 – 29.09.2023
Bewilligung - baurechtlicher Bescheid	02.10.2023 – 20.12.2023
Bewilligung - gewerberechtlicher Bescheid	02.10.2023 – 20.12.2023
Ausführungsplanung, Ausschreibung	01.02.2024 – 30.08.2024
Baubeginn	02.09.2024
Montage	02.09.2024 – 30.06.2025
Inbetriebnahme – Fertigstellung	31.07.2025

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Bisher keine (wissenschaftlichen) Publikationen.

Die Firma Riebenbauer hat im Rahmen der Solaren Großanlagen drei Machbarkeitsstudien durchgeführt. In Bruck an der Mur, Oberwart und Langau, diese drei Studien sind in drei verschiedenen Bundesländern und jeweils auch in verschiedenen Anlagengrößen. Dadurch können umfassende Erkenntnisse gemeinsam präsentiert werden.

Die Arbeiten zu diesem Bericht sowie der Bericht selbst soll im Rahmen eines Webinars im Sommer 2022 vorgestellt werden. Die Anmeldung dazu ist über die Homepage der Firma Riebenbauer möglich.

Weiters werden die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie als Themenvorschlag für einen Vortrag bei der Mitteleuropäischen Biomassekonferenz im Jänner 2023 eingereicht. Themen können bis zum 17. Juni 2022 eingereicht werden. Die Vorträge werden bis zum 15. September 2022 vom Biomasseverband ausgewählt.

Die Firma Riebenbauer ist Mitglied beim Austria Solar Verein. Bei der nächsten Vorstandssitzung werden die Ergebnisse vorgestellt und besprochen in welchem Rahmen die Erkenntnisse präsentiert werden können.

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.