

Machbarkeitsstudie für Großprojekte

(für internen Gebrauch - wird nicht veröffentlicht)

Projektdaten

Projektbezeichnung	Solare Großanlagen Bad Tatzmannsdorf	
Auftragnehmer/in	Ing. Leo Riebenbauer GmbH	
Weitere Projektpartner / Stakeholder / Planer	BE Energy GmbH, Ing. Leo Riebenbauer GmbH	
Geplanter Projektstandort	Bad Tatzmannsdorf	
Art der Machbarkeitsstudie <i>(Führen sie die Begründung in der nachfolgenden Beschreibung aus)</i>	Gesamthafte Machbarkeitsstudie mit ☐ Kurzzeitspeicher (weniger als 3 Monate) ☐ Langzeitspeicher (mehr als 3 Monate)	
	Organisatorisch-wirtschaftliche Machbarkeitsstudie mit ☐ Kurzzeitspeicher (weniger als 3 Monate) ☒ Langzeitspeicher (mehr als 3 Monate)	
Kosten Angebot [Euro] <i>(inklusive aller Abgaben und Steuern)</i>	45.000,-	
Start und Fertigstellung der Machbarkeitsstudie	Geplanter Start	19.06.2023
	Geplante Fertigstellung (max. 12 Monate)	18.06.2024
Additionalität	Wurde für das Projekt schon einmal öffentliche Unterstützung gewährt? ☐ ja ☒ nein Wenn ja, welche Art von öffentlicher Unterstützung und von welcher Stelle:	

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	4
2	Hintergrund und Zielsetzung.....	6
3	Projekthalt und Ergebnisse	8
3.1	Variante 1 „großes Kollektorfeld“	8
3.1.1	Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept	8
3.1.2	Rahmenbedingungen	20
3.2	Variante 2 „Sommerschwachlast“	22
3.2.1	Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept	22
3.2.2	Rahmenbedingungen	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: solarer Deckungsgrad Variante 1	4
Abbildung 2: solarer Deckungsgrad Variante 2	5
Abbildung 3: Übersichtsbild	9
Abbildung 4: Lastprofil 2023	10
Abbildung 5 Monatsauswertung Wärmebedarf 2023	11
Abbildung 6 Übersichtsschema Variante Vollausbau.....	13
Abbildung 7: Ansicht druckloser Stahlspeicher Konstruktion	15
Abbildung 8: Ergebnisse Polysun.....	16
Abbildung 9: Erträge der Solarthermieranlage.....	16
Abbildung 10 Einstrahlung auf die Kollektorebene.....	16
Abbildung 11: tägliche Maximaltemperatur Kollektorfeld	17
Abbildung 12: Pufferspeichertemperaturen	18
Abbildung 13: Solarer Deckungsgrad	18
Abbildung 14: Energie der Wärmeerzeuger an das System.....	19
Abbildung 15: Kollektorfeld.....	21
Abbildung 16: Ergebnisse Polysun.....	23
Abbildung 17: Erträge der Solarthermie	23
Abbildung 18 Einstrahlung auf die Kollektorebene.....	23
Abbildung 19: Pufferspeichertemperaturen	24
Abbildung 20: Solarer Deckungsgrad	24
Abbildung 21: Ergebnisse Polysun.....	25
Abbildung 22: Energie der Wärmeerzeuger an das System.....	25
Abbildung 23: Grundriss Pufferspeicher 1.000m ³	26
Abbildung 24: Ansicht Puffer Konstruktion.....	27
Abbildung 25: Anlagenschema Variante 2	28
Abbildung 26: Kollektorfeld.....	29

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 Bad Tatzmannsdorf (B) untersucht.

Die Ausgangssituation dieser Machbarkeitsstudie ist, dass zukünftig eine Wärmemenge von 30.000 MWh benötigt werden. In dieser Machbarkeitsstudie soll eine Solaranlage erarbeitet werden, welche einen Wärmebedarf von ca. 15.100 MWh abdeckt.

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

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

- Variante 1: Kollektorfläche 36.693 m² / Speichervolumen 50.000 m³
- Variante 2: Kollektorfläche 16.987,5 m² / Speichervolumen 5.000 m³

Variante 1: Kollektorfläche 36.693 m² / Speichervolumen 50.000 m³

In dieser Variante werden die Biomassekessel maximal von den Kollektorflächen unterstützt. Es kann ein solarer Deckungsgrad von 55,5 % erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

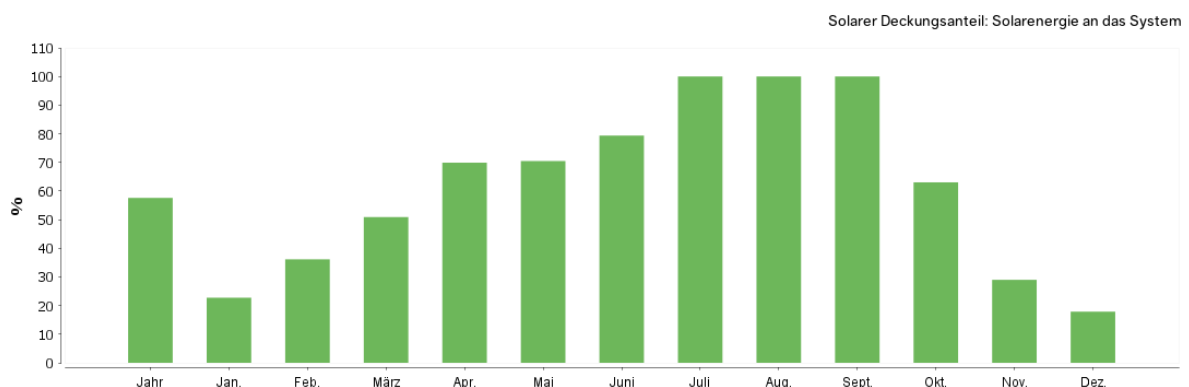


Abbildung 1: solarer Deckungsgrad Variante 1

Variante 2: Kollektorfläche 15.628,5 m² / Speichervolumen 5.000 m³

Diese Variante soll den Sommerbetrieb der Biomassekessel so gut wie möglich unterstützen. Mit dieser Variante kann ein solarer Deckungsgrad von 25,1% erreicht werden.

Solarer Deckungsgrad im Jahresverlauf

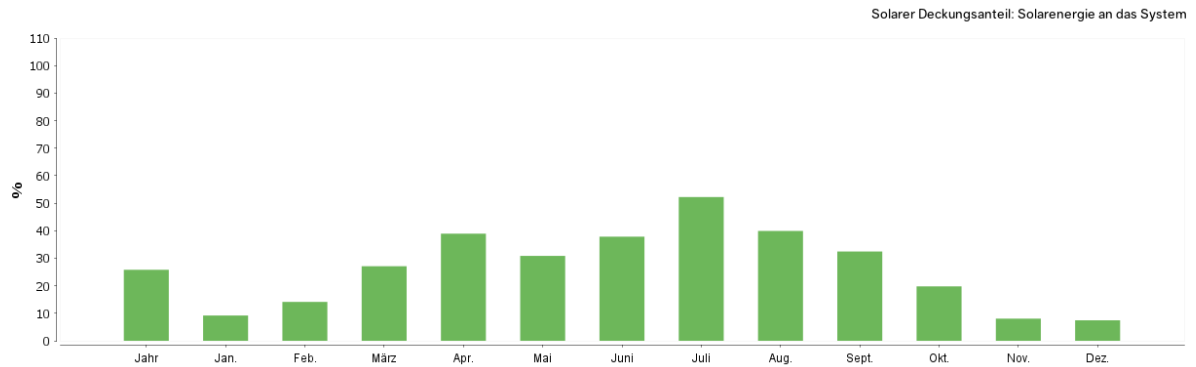


Abbildung 2: solarer Deckungsgrad Variante 2

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Machbarkeitsstudie für eine solare Großanlage in Bad Tatzmannsdorf wird von der Ing. Leo Riebenbauer GmbH in Abstimmung mit der BE Energy GmbH durchgeführt. Die spätere Umsetzung einer solaren Großanlage soll von der BE Energy GmbH erfolgen.

Als Projektpartner werden die BE Energy GmbH und das Technische Büro Ing. Leo Riebenbauer GmbH herangezogen.

Die BE Energy GmbH ist eine Tochtergesellschaft des Landesenergieversorgers Burgenland Energie AG. Die BE Energy GmbH betreibt in Bad Tatzmannsdorf ein Biomasseheizwerk.

Weitere Fernwärmeversorgungen mit Biomasseheizwerken bzw. Biomasse-KWK-Anlagen gibt es noch in Neusiedl am See, Oberpullendorf, Oberwart, Bad Tatzmannsdorf und Eisenstadt.

Die BE Energy GmbH ist eine Tochtergesellschaft des Landesenergieversorgers Burgenland Energie AG.

Grundlagen

Im Jahr 2015 wurde ein Biomasseheizwerk errichtet. Die Biomassekesselanlage hat eine Leistung von 3.000 kW. Der bestehende Pufferspeicher hat ein Volumen von 200 m³.

Derzeit wird das bestehende Biomasseheizwerk erweitert und ein zusätzlicher 7.000 kW Biomassekessel errichtet. Hintergrund der geplanten Erweiterung ist der Anschlusswunsch mehrerer großer Hotel- und Thermenbetriebe in Bad Tatzmannsdorf, sowie der Anschluss der Nachbargemeinde Oberschützen an das Fernwärmenetz.

Derzeit ist ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 200 m³ aufgestellt. Durch die Erweiterung des Biomasseheizwerks wird noch ein weiterer Pufferspeicher mit einem Volumen von 200 m³ aufgestellt.

Eine solare Großanlage würde die Wärmeversorgung zum bestehenden Biomasseheizwerk in den Gemeinden Bad Tatzmannsdorf und Oberschützen nachhaltig abrunden.

Für eine solare Großanlage eignen sich in Bad Tatzmannsdorf umliegende Grundstücke im Bereich des Biomasseheizwerks entlang der neuen Fernwärmeverbindungsleitung zwischen Heizwerk und Oberschützen.

Der solare Ertrag könnte zukünftig einen gewissen Teil der erzeugten Wärmemenge vom Biomasseheizwerk abdecken. Die solare Wärme kann über Langzeitspeicher direkt ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Die Fernwärmeleitung in der Dimension DN 200 ist im Jahr 2023 errichtet worden.

Rohrnetzausbau

Das Fernwärmenetz wird seit 2015 stetig ausgebaut. Es ist ein flächendeckender Netzausbau geplant bzw. in Ausführung, welcher auch die Gemeinde Oberschützen abdeckt.

Die Förderung „Raus aus Öl bzw. Gas“ des Bundes ist auch in Bad Tatzmannsdorf das Gebot der Stunde. Die Förderung Raus aus Öl und Gas bewirkt einen Schub Richtung Fernwärmeanschluss und gesicherter regionaler Energieversorgung.

Zukünftig werden ca. 30.000 MWh Wärme benötigt. Langfristig gesehen, wird der erforderliche Wärmebedarf auf 40 GWh steigen.

Am Fernwärmenetz sind derzeit hauptsächlich Kuranstalten, Thermalbetriebe und Hotels angeschlossen, durch die Anbindung von Oberschützen auch Gemeindeobjekte und soziale Wohnbauten sowie Einfamilienhäuser.

Ziel der BE Energy GmbH in Zusammenarbeit mit der Ing. Leo Riebenbauer 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 50 % des jährlichen Energiebedarfs angestrebt, dies entspricht mindestens 15.100 MWh produzierter Wärmeenergie.

Die Ing. Leo Riebenbauer GmbH übernimmt den Aufgabenbereich sämtlicher Simulationen, Berechnungen bzgl. Anlagendimensionierungen und der Wirtschaftlichkeitsanalyse, sowie der Erstellung eines grundsätzlich umsetzungsfähigen Konzeptes.

3 Projektinhalt und Ergebnisse

Es wird darauf hingewiesen, dass sämtliche Simulationen mit Polysun Version 2024.3 durchgeführt wurden.

3.1 Variante 1 „großes Kollektorfeld“

Kennwerte: Kollektorfläche 36.693 m² / Speichervolumen 50.000 m³

3.1.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Für die in der Zielsetzung festgelegten Anlagengröße werden zumindest 109.696 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 westlich des Heizwerkes errichtet werden kann. Es wurden nach Rücksprache mit BE Energy GmbH und der Gemeinde Oberschützen die folgenden Grundstücke für die weitere Projektbetrachtung fixiert:

Gemeinde Oberschützen

Katastralgemeinde: 34056 Oberschützen

Grundstück Nummer: 3756, 5293, 5294, 5295, 5296/1, 5296/2, 5299, 5300, 5301

Die Grundstücke für das Kollektorfeld und den Pufferspeichern befinden sich westlich der bestehenden Heizzentrale. Von dort erfolgt die Wärmeübertragung mittels erdverlegter, vorisolierter Rohrleitungen bis zu den Pufferspeichern und weiter zur Heizzentrale.

Die Wärmespeicherung und die Errichtung der Technikzentrale für die Solaranlage sollen auf dem Grundstück 3756 erfolgen. Die Einbindung in das Fernwärmenetz erfolgt dann innerhalb der bestehenden Heizzentrale über die vorhandenen Pufferspeicher.

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



Abbildung 3: 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 die Hackgutkessel zu erhöhen, lässt sich die Solaranlage einfach in die vorhandene Wärmeversorgung integrieren. Die Einbindung erfolgt an den bestehenden Pufferspeichern.

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.

In der Anlagenkonfiguration wurde eine Verschaltung von zehn Kollektoren gewählt, da sich dadurch ideale Austrittstemperaturen, Volumenströme und Druckverluste in den betrachteten Kollektoren ergeben.

In der weiteren Betrachtung wurden sämtliche Kollektorreihen bei zehn Kollektoren belassen, da dadurch sichergestellt ist, dass in jedem Teilstrang derselbe Druckverlust und Volumenstrom herrscht.

Daher sind zwar manche Randbereiche des Kollektorfeldes nicht voll nutzbar, jedoch würden sich bei einer Reduktion der Kollektoren in manchen Reihen niedrigere Austrittstemperaturen und geringere Volumenströme ergeben, welche einen unausgewogenen hydraulischen Betrieb zur Folge haben.

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. Als Grundlage für die Simulation wurden die Wärmemengen des Jahres 2023 herangezogen. Diese Werte wurden von der BE Energy GmbH an die Ing. Leo Riebenbauer GmbH übermittelt. Diese Daten wurden auf die Wärmemenge für den Endausbau (30 GWh) hochskaliert.

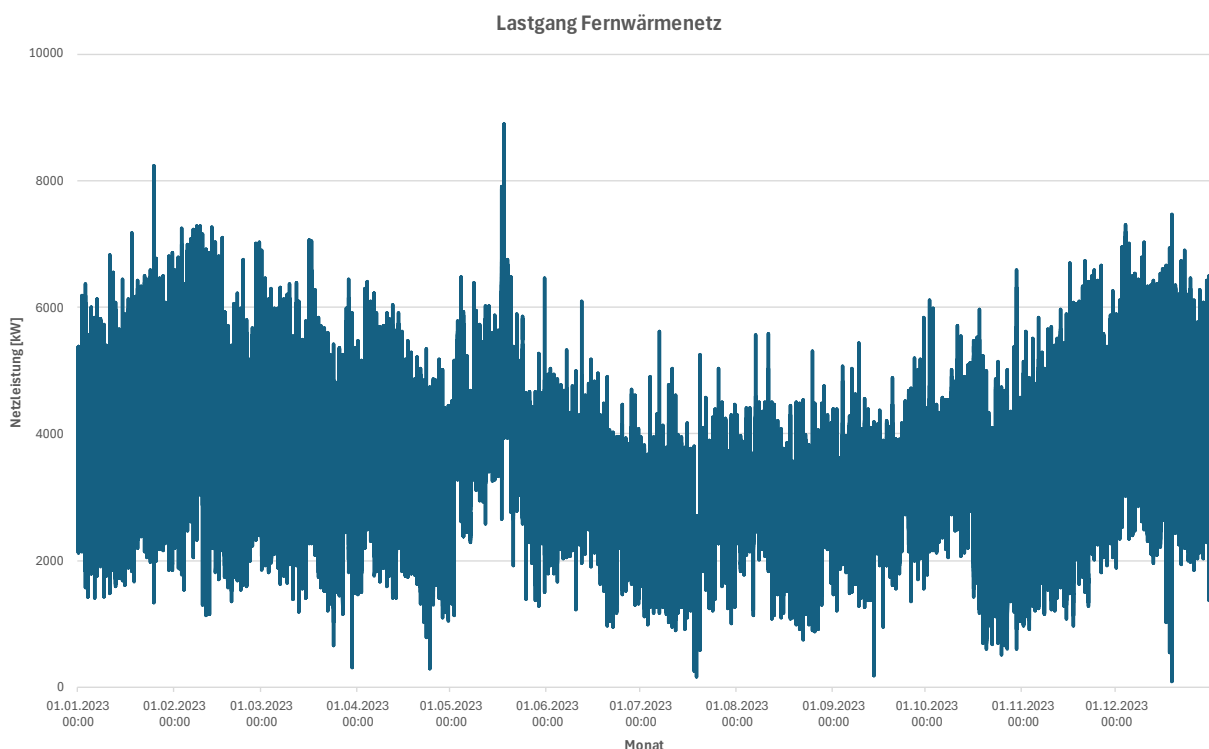


Abbildung 4: Lastprofil 2023

Zusätzlich zum Lastgang für das Jahr 2023 wurde der Wärmebedarf des Fernwärmenetzes für die einzelnen Monate ermittelt. Dieser Wärmebedarf wurde ebenfalls auf den Wärmebedarf für den Endausbau hochskaliert. Der monatliche Wärmebedarf für das Jahr 2023 kann der Abbildung 5 entnommen werden.

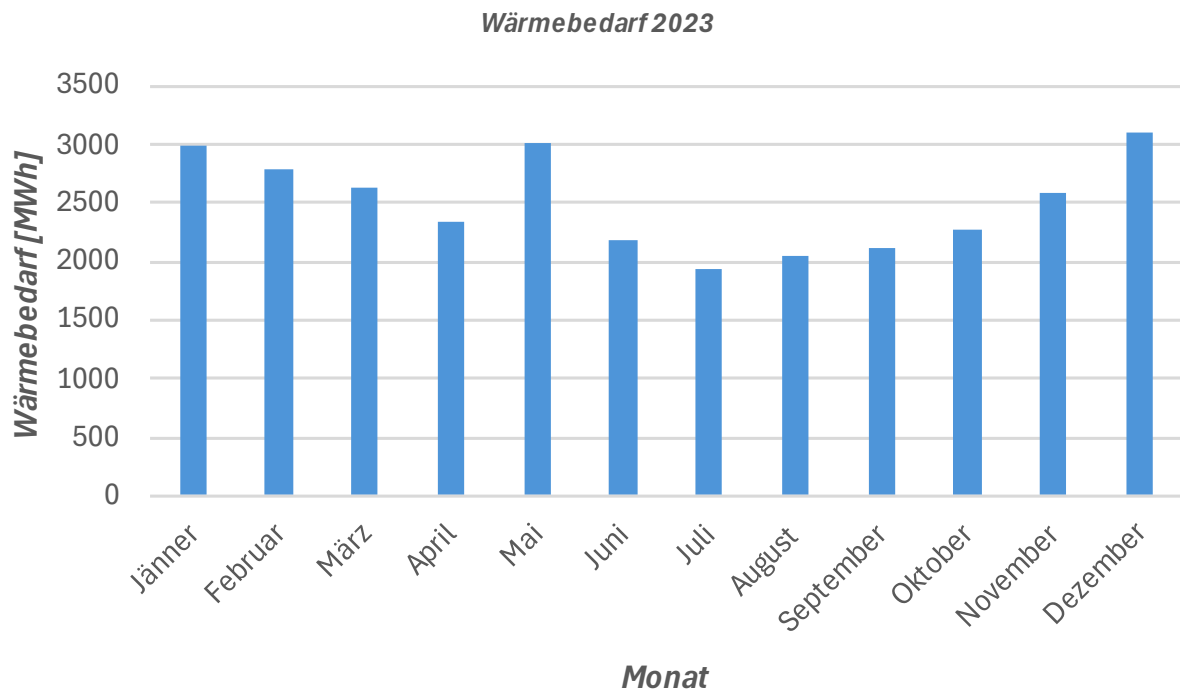


Abbildung 5 Monatsauswertung Wärmebedarf 2023

Die durch die solarthermische Anlage erzeugte Wärme wird im Saisonspeicher gespeichert. Aufgrund der Anlagendimension ist es notwendig, einen Speicher in entsprechender Größe zu errichten, um die Erträge des Sommers auch über die Wintermonate in der Hauptheizsaison nutzen zu können. Vom Saisonspeicher 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 die Biomassekessel bereitgestellt.

Die auf diesen Grundlagen durchgeführten Simulationen und Berechnungen ergaben, dass bei einer Kollektoranzahl von 2.700 Stk. und einer daraus resultierenden Bruttokollektorfläche von 36.693 m² eine Wärmespeicherung mit einem Volumen von 50.000 m³ notwendig ist um eine Abdeckung von mehr als 50 % der benötigten Wärmemenge für den Endausbau zu erreichen.

Anlagenhydraulik

Die hydraulische Einbindung in das bestehende Heizwerk wurden folgendermaßen für die Durchführung der Simulation entwickelt. Die Solarkollektoren werden parallel über eine erdverlegte Rohrleitung zusammengeführt. Der Solarkreis ist mit einem Wasser / Glykol-Gemisch gemischt gefüllt. Im Solarkreis werden zwei Wärmetauscher vorgesehen. Ein Wärmetauscher ist für die Erwärmung des Saisonspeichers und der zweite Wärmetauscher ist für die direkte Versorgung des Pufferspeichers in der Heizzentrale durch das Solarfeld. Vor den Wärmetauschern wird ein Umschaltventil vorgesehen, diese Umschaltventil regelt die Vorwärmung. Erreicht die Temperatur im Kollektorkreis die gewünschte Temperatur wird der Bypass geschlossen und das Medium wird zu den Wärmetauschern geführt.

Als Saisonspeicher wurde ein druckloser Stahlspeicher mit einem Speichervolumen von 50.000 m³ gewählt. Zwischen dem Saisonspeicher und dem Pufferspeicher im Heizwerk wird ein zusätzlicher Wärmetauscher in das System eingebaut, welcher als Systemtrennung zwischen Saisonspeicher und Pufferspeicher dient.

Über eine erdverlegte Rohrleitung wird das Solarkollektorsystem mit der Heizungszentrale von Bad Tatzmannsdorf verbunden. Der Rücklauf der Solarleitung wird in den Rücklauf der Fernwärmeleitung eingebunden. Der Vorlauf wird über eine Umschaltventil entsprechend der Temperatur des Vorlaufes aus der solarthermischen Anlage in den Pufferspeicher eingeschichtet.

Das Anlagenschema für die Einbindung der solarthermischen Anlage in die bestehende Anlagenhydraulik des Heizwerkes Bad Tatzmannsdorf kann der Abbildung 6 entnommen werden.

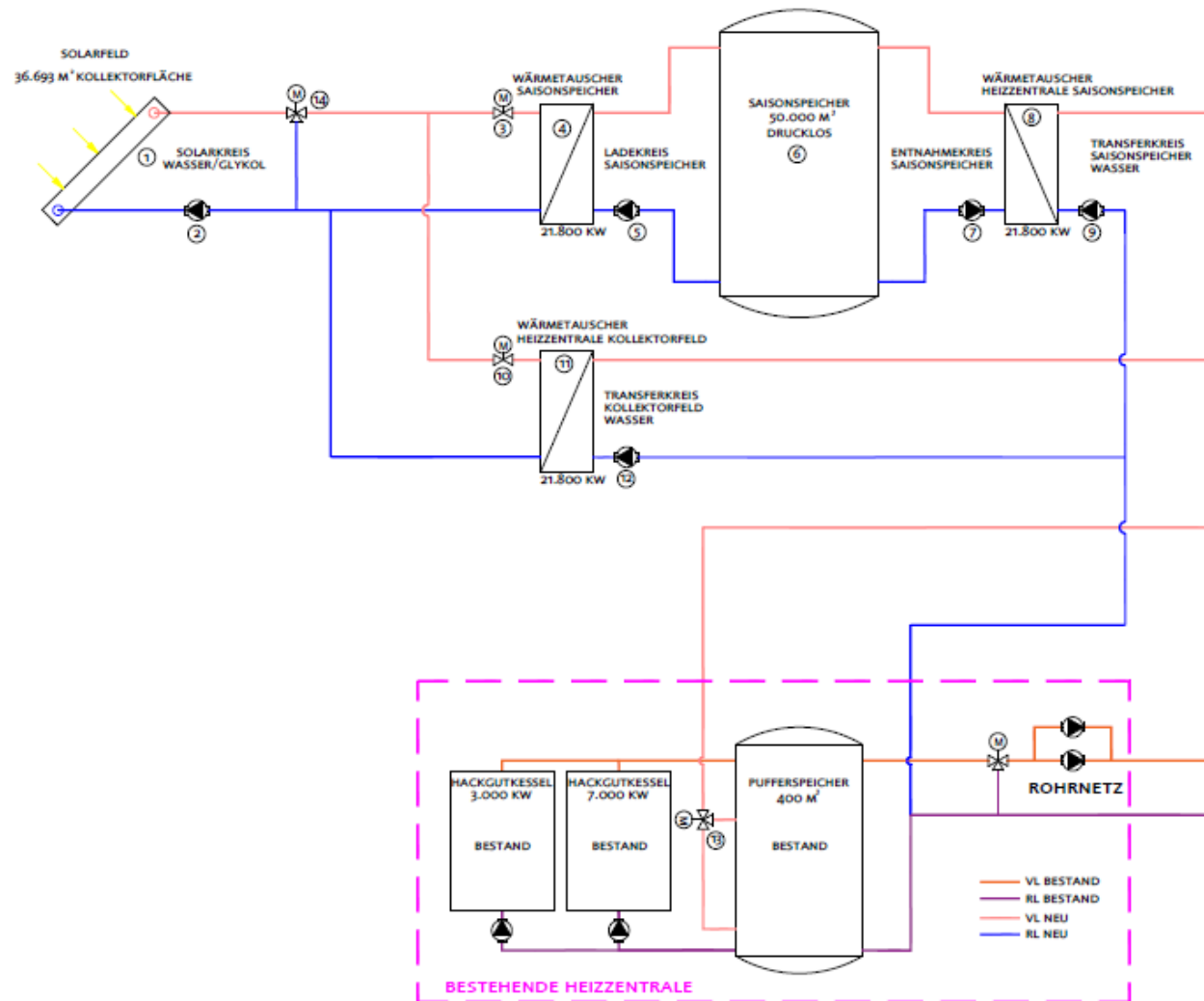


Abbildung 6 Übersichtsschema Variante Vollausbau

Drucklose Stahlspeicher

Im Angebot für die „Machbarkeitsstudie Solare Großanlagen“ in Bad Tatzmannsdorf wurde als geplante Wärmespeicher-Art ein Langzeitspeicher eingereicht. Die Ausführung des Speichers wurde mit Sahl- bzw. Betontank angegeben. In dieser Machbarkeitsstudie wurde die Variante mit einem drucklosen Stahlspeicher verfolgt. Aus der Simulation der Anlage wurde ein erforderliches Speichervolumen von 50.000 m³ ermittelt um eine solare Abdeckung von mehr als drei Monaten zu erhalten.

Der Drucklose Stahlspeicher soll neben der Technikzentrale für die Solarthermische Anlage auf dem Grundstück mit der Grundstücksnummer 3756 aufgestellt werden.

Drucklose Stahlspeicher können max. bis 50.000 m³ Nenninhalt errichtet werden. Für die Berücksichtigung der Speicherverluste über die Oberfläche wurde ein druckloser Stahlspeicher mit den Abmessungen (Durchmesser x Höhe) 46 m x 30 m gewählt. Um eine ideale Temperaturschichtung im Speicher zu erhalten, wird die erzeugte Wärme mittels Schichtladeeinlassverteiler in den Speicher eingebracht.

Pufferspeicher 50.000 m³

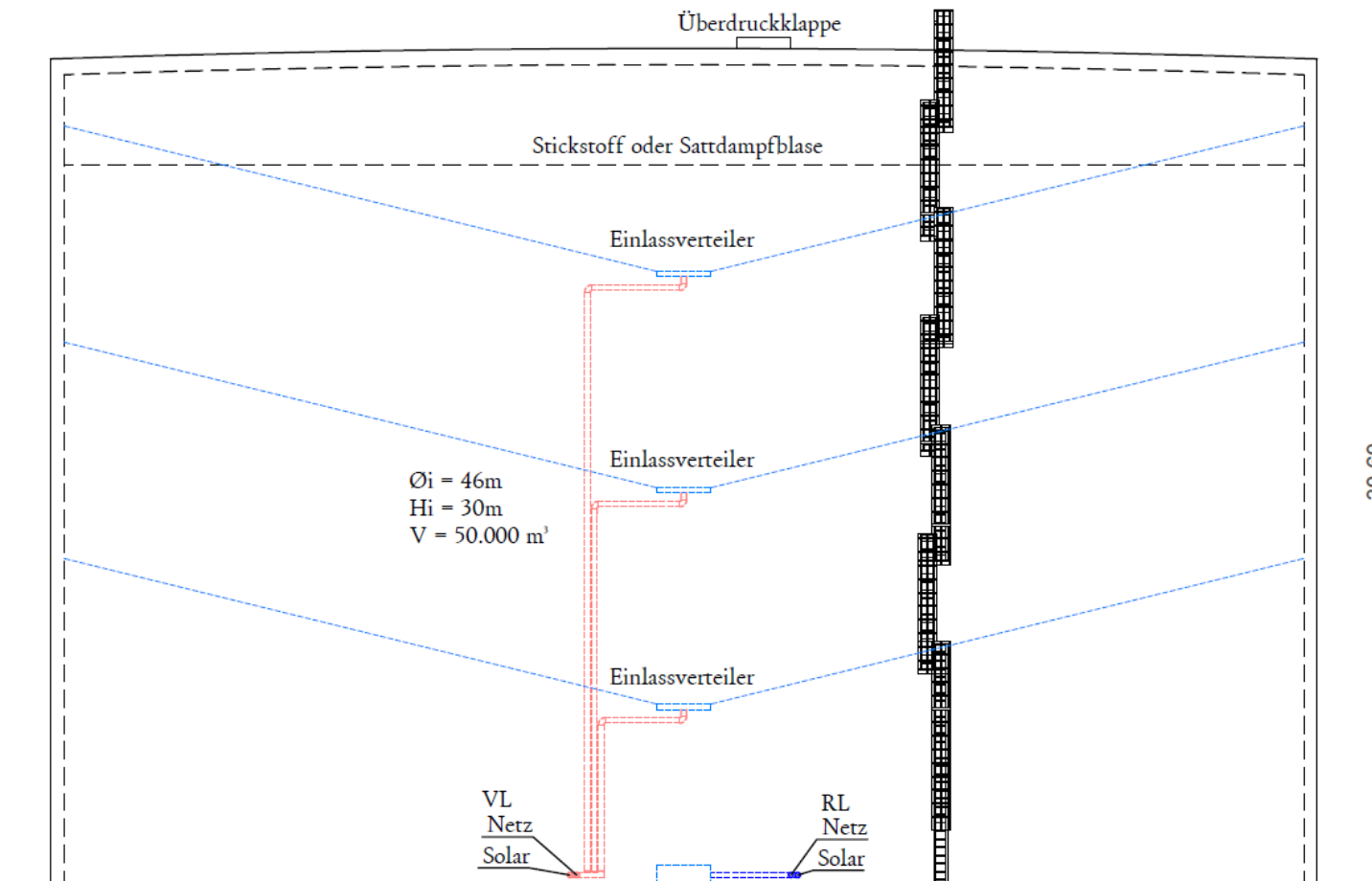


Abbildung 7: Ansicht druckloser Stahlspeicher Konstruktion

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

Kollektorfläche	36.693 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	55,5%
Gesamter Kollektorfeldertrag	15.840.038 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	431,7 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	469,3 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	3.727.067,5 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	18.635.340 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	939.221 kg

Abbildung 8: Ergebnisse Polysun

Der berechnete Ertrag des Kollektorfeldes liegt bei 15.840 MWh pro Jahr, dies ergibt einen solaren Deckungsanteil von 55,5 %.

Die monatlichen Erträge sind wie folgt zu erwarten:

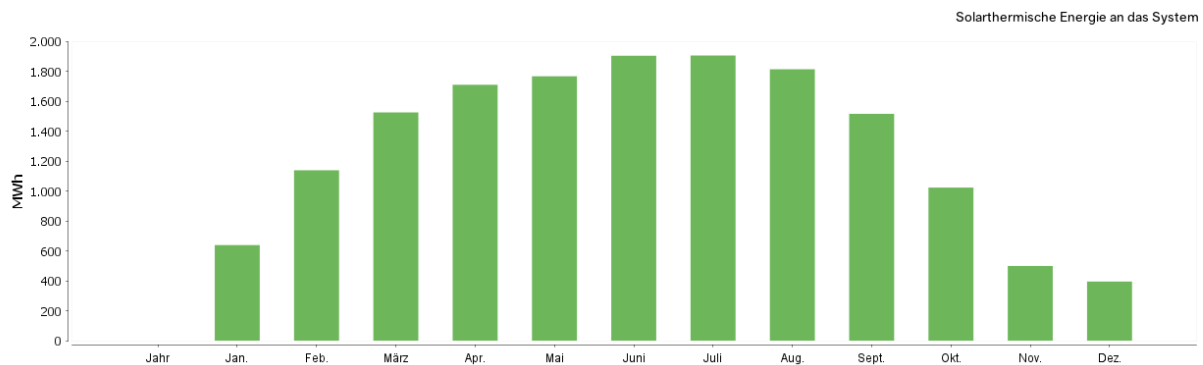


Abbildung 9: Erträge der Solarthermieanlage

Die monatliche Einstrahlung auf die Kollektorebene ist wie folgt zu erwarten:

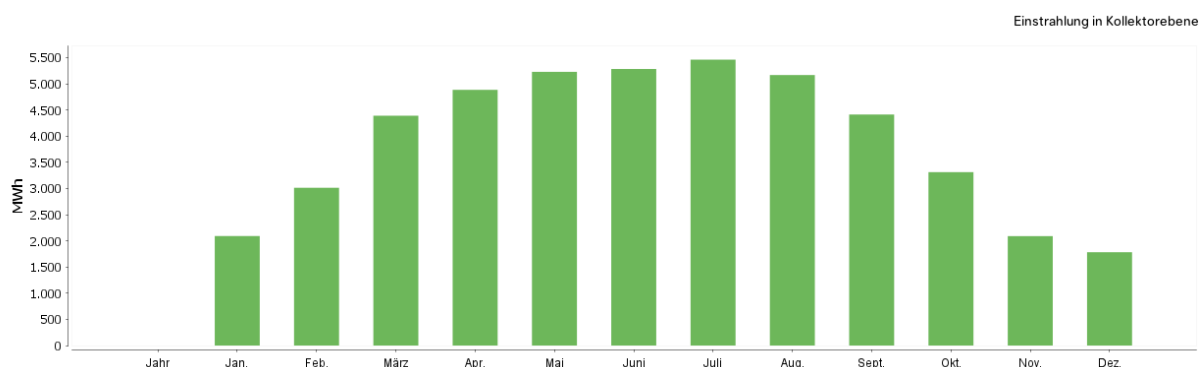


Abbildung 10 Einstrahlung auf die Kollektorebene

Aufgrund der Einstellung der Kollektoren auf 45° Anstellwinkel, kann bei der Simulation ein optimaler Wärmeertrag erzielt werden. Aus der Abbildung 9 und der Abbildung 10 ist zu erkennen, dass die monatlichen Erträge mit der monatlichen Einstrahlung korrelieren. 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.

Je niedriger die Rücklauftemperatur im Fernwärmenetz ist, desto höher sind die potenziellen Erträge, da die Solarthermieanlage früher das Temperaturniveau im Vorlauf bereitstellen kann, welches sich in die Pufferspeicher einschichten lässt.

Die Simulationen in diesem Bericht wurden mit einer Rücklauftemperatur von 50°C durchgeführt. Um diese Rücklauftemperatur zu erreichen, müssen die Abnehmer auf der Sekundärseite optimiert werden. Beispielsweise mit Einregulierungen, Rücklauftemperaturbegrenzung etc.

Tägliche Maximaltemperatur [°C]

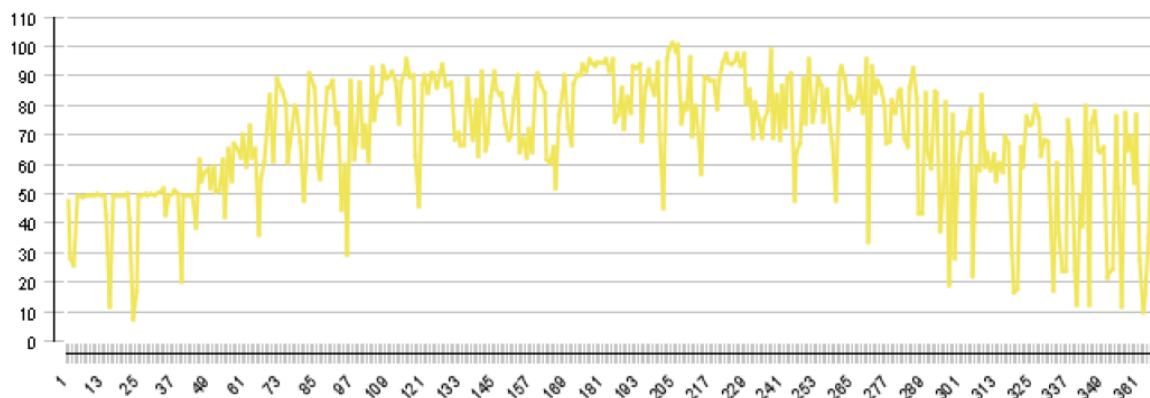


Abbildung 11: tägliche Maximaltemperatur Kollektorfeld

Aufgrund der in *Abbildung 11* dargestellten täglichen Maximaltemperatur des Kollektorfeldes ist erkennbar, dass die Solarthermieanlage im Herbst/Winter im Gegensatz zum Frühjahr nicht mehr ausreichend Energie in den Speicher einbringen kann. Dies liegt an der Sonneneinstrahlung in Bad Tatzmannsdorf in diesen Jahreszeiten. Die Kollektortemperaturen sind in diesem Fall nicht hoch genug, um in den Speicher einschichten zu können.

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

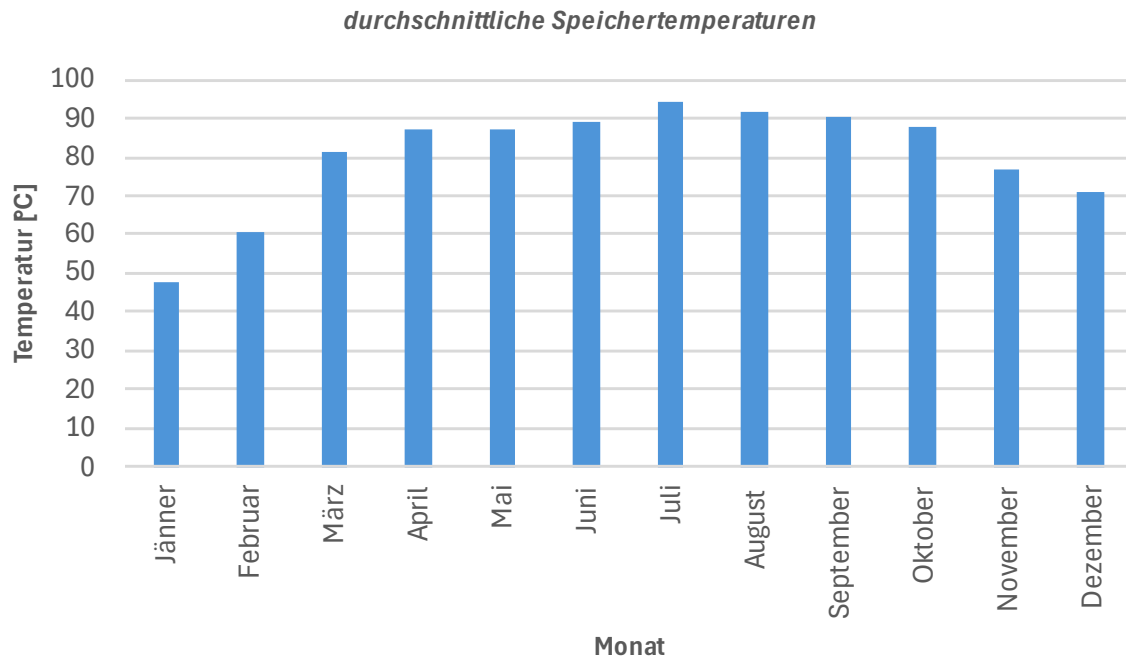


Abbildung 12: Pufferspeichertemperaturen

Über das Jahr verteilt ergeben sich folgende monatliche solare Deckungsgrade:

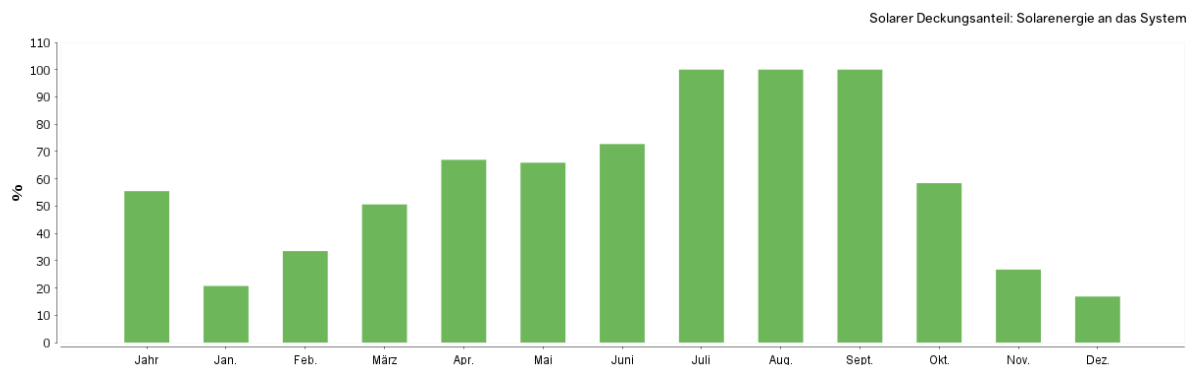


Abbildung 13: Solarer Deckungsgrad

Aufgrund 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 9: Erträge der Solarthermieanlage).

Die restliche benötigte Jahresenergie von 15.002 MWh muss durch die Hackgutkessel bereitgestellt werden.

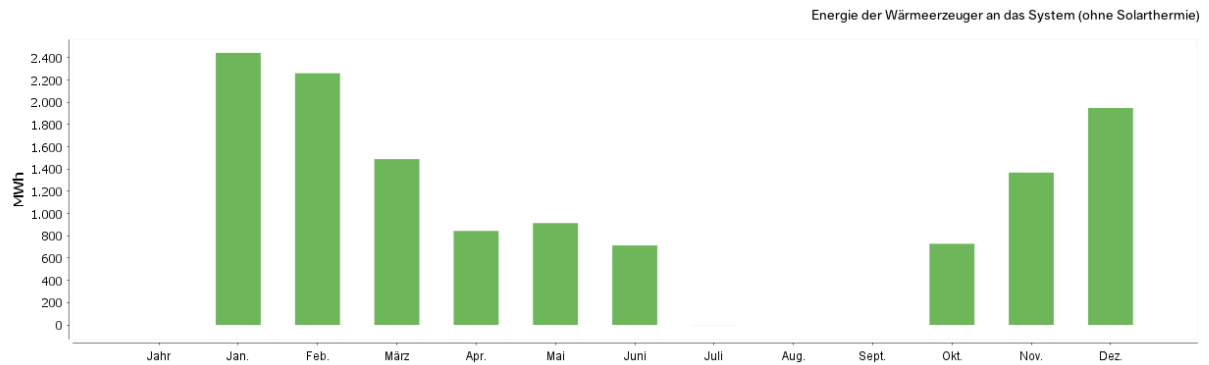


Abbildung 14: Energie der Wärmeerzeuger an das System

3.1.2 Rahmenbedingungen

Bau- und gewerberechtlicher Bescheid

Damit die Anlage errichtet werden kann, ist ein bau- und gewerberechtlicher 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.

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 BE 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 landwirtschaftlich genutzte Grünfläche ausgewiesen. Es sind Gespräche mit der Raumplanung und der zuständigen Gemeinde notwendig. Anschließend ist ein Raumordnungsverfahren einzuleiten.

Die benötigten Flächen befinden sich westlich von Bad Tatzmannsdorf.

Gemeinde Oberschützen

Katastralgemeinde: 34056 Oberschützen

Grundstück Nummer: 3756, 5293, 5294, 5295, 5296/1, 5296/2, 5299, 5300, 5301

Grundstückssicherung

Bei Projektumsetzung sollte die BE Energy GmbH die Grundstücke sichern. 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 Bad Tatzmannsdorf und Umgebung zu informieren.

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

Grundsätzlich sollen alle relevanten Informationen auf der Homepage der Burgenland Energie 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 45.

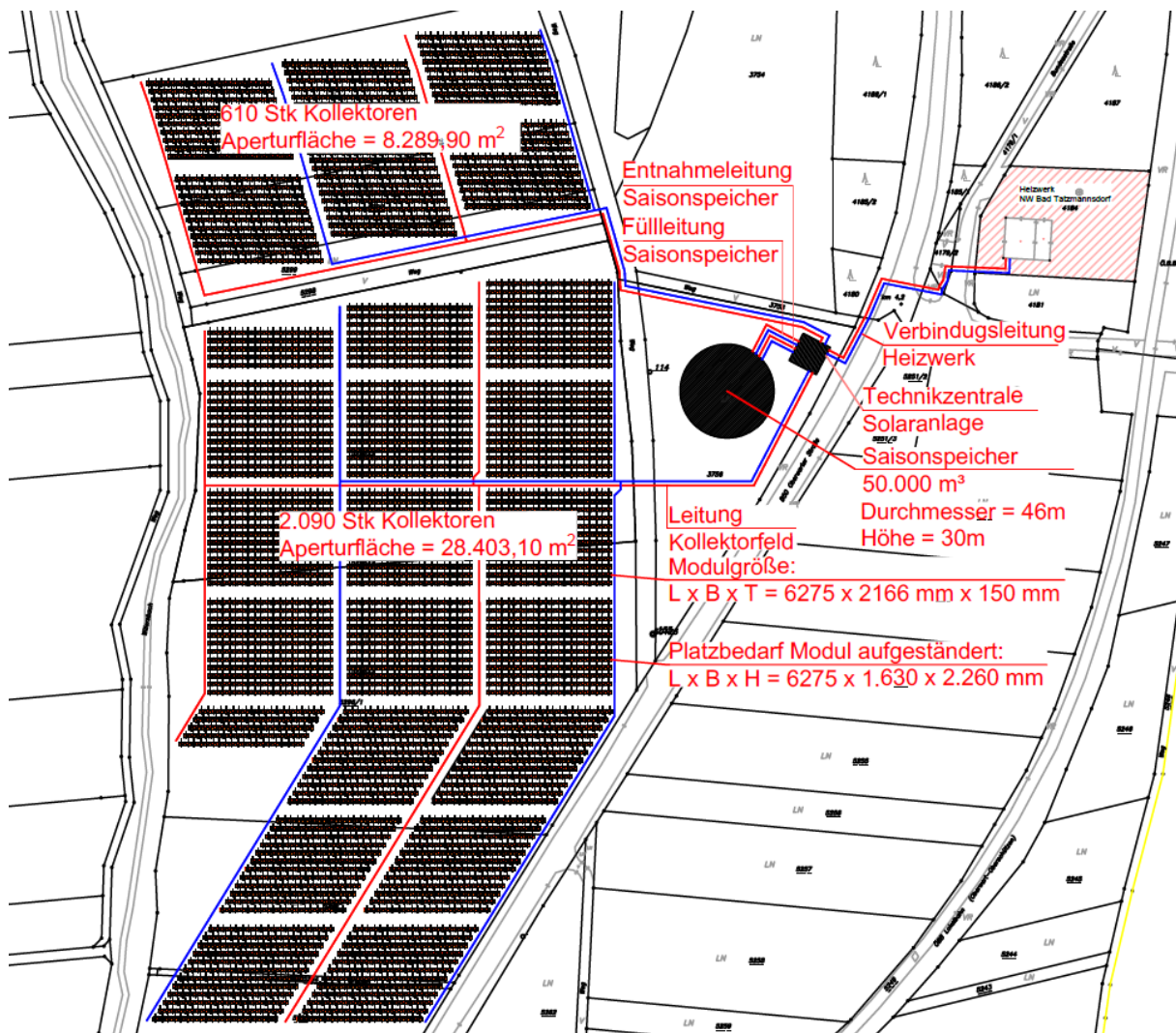


Abbildung 15: Kollektorfeld

3.2 Variante 2 „Sommerschwachlast“

Kennwerte: Kollektorfläche 16.987,50 m² / Speichervolumen 5.000 m³

3.2.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

In dieser Variante wird eine kleinere thermische Solaranlage für die Sommerschwachlastzeit mit Kurzzeitspeicher für den Endausbau betrachtet. In dieser Variante wird die thermische Anlage so ausgelegt, dass die Biomassekessel in den Sommerschwachlastmonaten entlastet werden. Als Sommerschwachlastzeit werden die Monate Juli, August und September betrachtet. In diesen Monaten fällt in Bad Tatzmannsdorf ein Wärmebedarf von 6.090 MWh an. Die Anlage wird für diesen Wärmebedarf ausgelegt.

Diese Variante stellt eine wesentliche Reduzierung der Anlagengröße im Vergleich zur Variante 1 dar. Anstelle von 2.700 Kollektoren werden 1.150 Kollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 15.628,5 m² betrachtet. Dies entspricht einer Anlagengröße von 42,5 % der Maximalvariante.

Für die in der Zielsetzung festgelegten Anlagengröße werden zumindest 57.726 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 westlich des Heizwerkes errichtet werden kann. Es wurden nach Rücksprache mit Energie Burgenland folgende Grundstücke für die weitere Projektbetrachtung fixiert:

Gemeinde Oberschützen

Katastralgemeinde: 34056 Oberschützen

Grundstück Nummer: 5296/1, 5296/2

Bei dieser Variante kann auf einen kleineren drucklosen Stahlspeicher mit einem Volumen von 5.000 m³ zurückgegriffen 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. Das Speichervolumen wurde mit 5.000 m³ gewählt, um eine Schlechtwetterphase von mehreren Tagen überbrücken zu können.

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

Kollektorfläche	15.628,5 m ²
Solarer Deckungsanteil gesamt	25,1%
Gesamter Kollektorfeldertrag	6.764.492 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	432,8 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	470,6 kWh/m ² /Jahr
Max. Brennstoffeinsparung (VDI 6002)	1.591.645,4 kg: [Hackgut]
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	7.958.225 kWh
Max. vermiedene CO ₂ -Emission	401.095 kg

Abbildung 16: Ergebnisse Polysun

Die monatlichen Ergebnisse sind wie folgt zu erwarten:

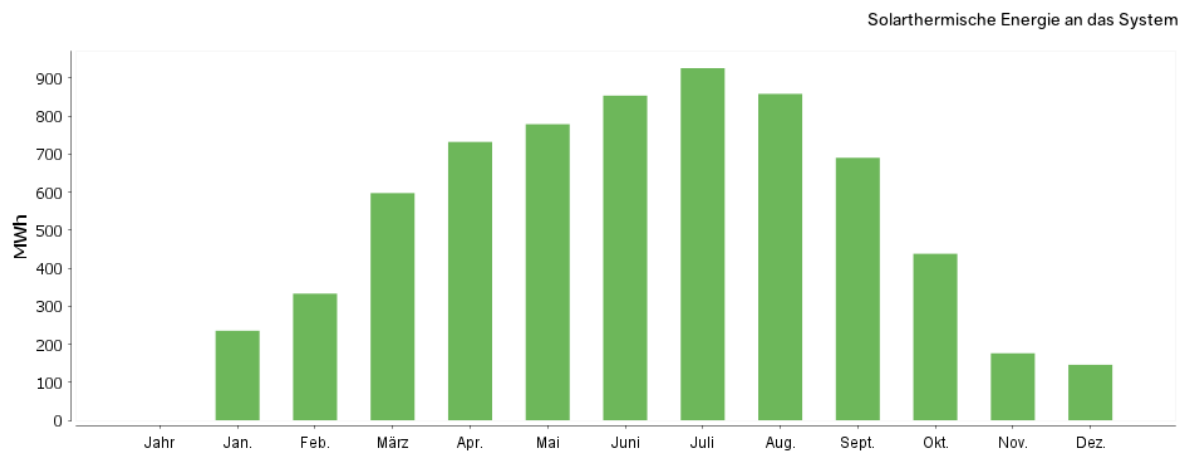


Abbildung 17: Erträge der Solarthermie

Die monatliche Einstrahlung auf die Kollektorebene ist wie folgt zu erwarten:

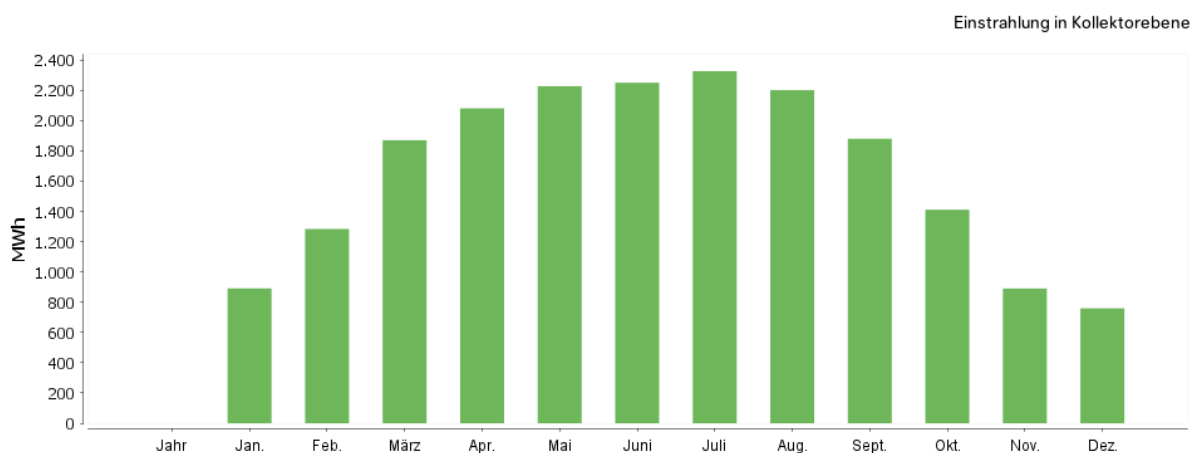


Abbildung 18 Einstrahlung auf die Kollektorebene

Die monatlichen Erträge der solarthermischen Anlage für die zweite Variante sind unterschiedlich zu jenen der Variante 1. Der Anstieg bzw. Abfall der solaren Erträge ist in den Frühlingsmonaten bzw. Herbstmonaten steiler als in der Variante 1. Dieser Unterschied kann auf das verringerte Speichervolumen zurückgeführt werden.

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

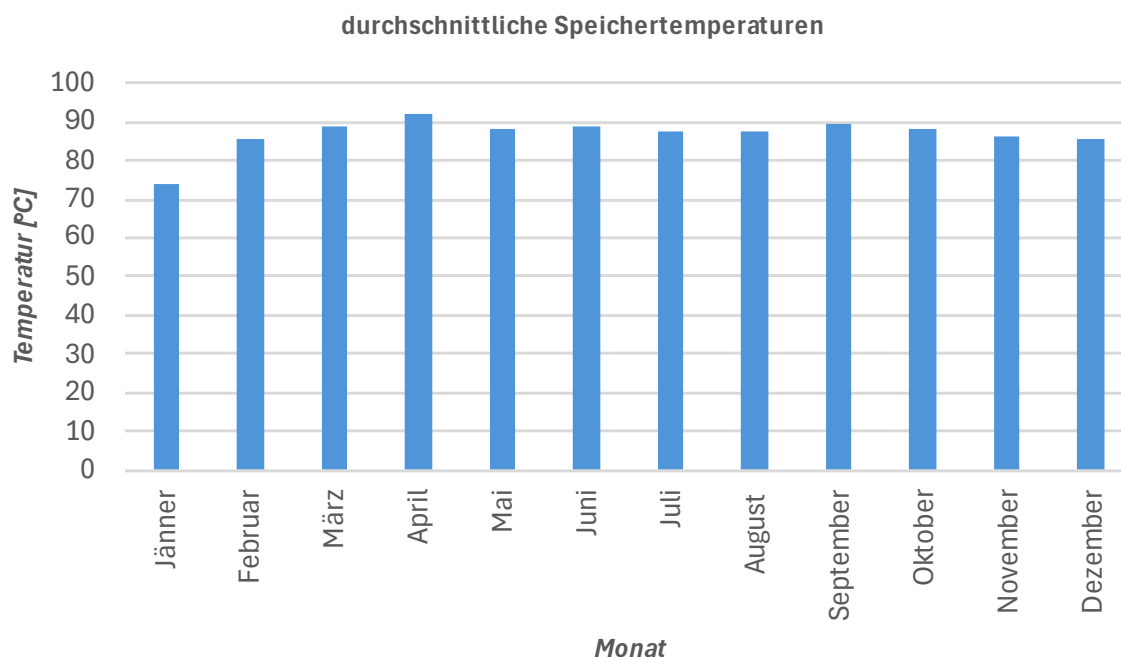


Abbildung 19: Pufferspeichertemperaturen

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

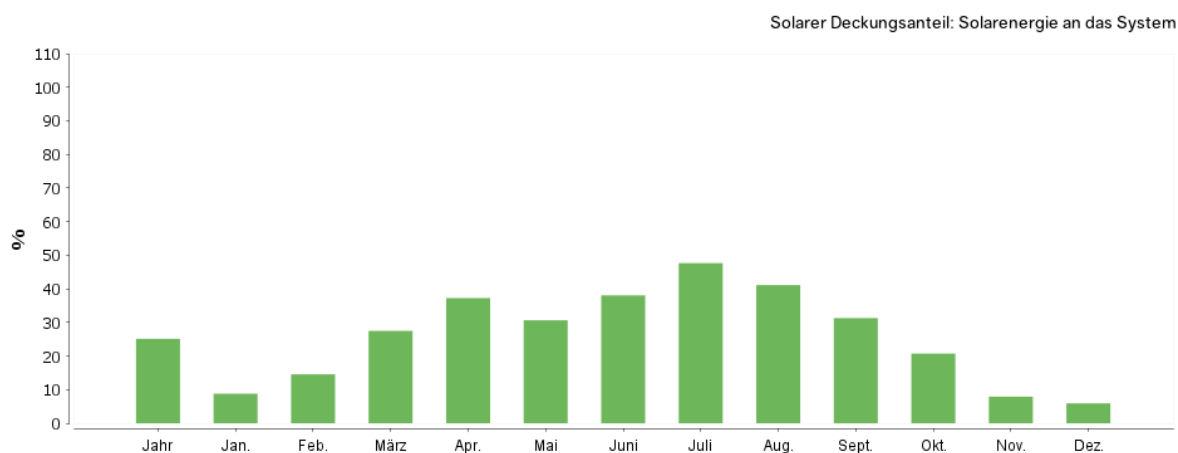


Abbildung 20: Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad dieser Variante liegt bei ca. 25,1 %. Die Verringerung des Deckungsgrades (Variante 1 55,5%) geht einher mit der Anlagengröße von 42,5 % im Vergleich zur Variante 1.

Die untenstehende Darstellung zeigt die Berechnungsergebnisse der bestehenden Wärmeerzeuger.

Kessel 1	Hackgut Bad Tatzmannsdorf	
Leistung	kW	10.000
Gesamtnutzungsgrad	%	84,8
Energie vom/zum System [Qaux]	MWh	20.165
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Eaux]	MWh	23.788
Brennstoffbedarf des Nachheizkessels [Baux]	kg	4.757.528
Energieeinsparung Solarthermie	MWh	7.958
CO2 Einsparung Solarthermie	kg	401.095
Brennstoffeinsparung Solarthermie	kg	1.591.645
Abgasverluste [Qex]	MWh	3.568

Abbildung 21: Ergebnisse Polysun

Die restliche benötigte Jahresenergie von 23.788 MWh muss durch die Hackgutkessel bereitgestellt werden.

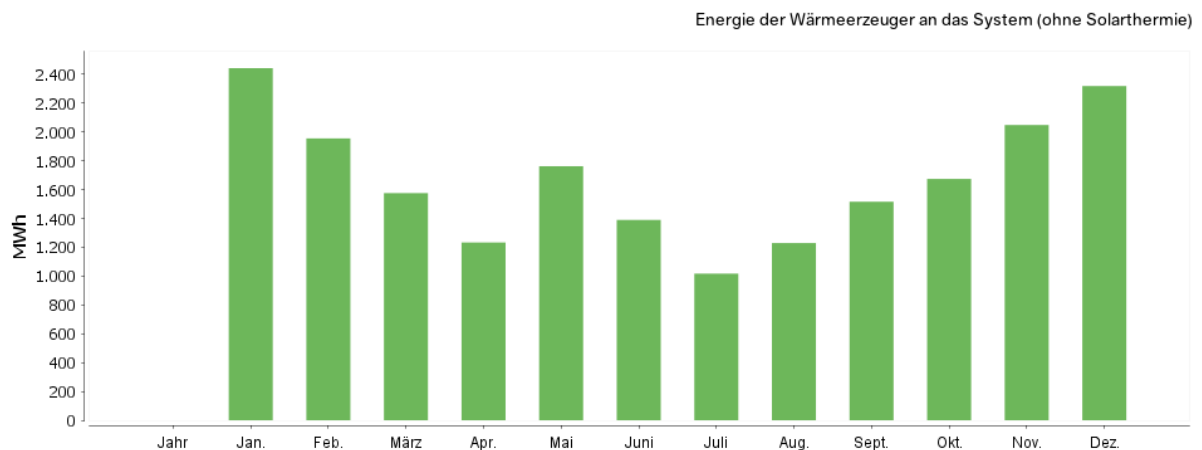


Abbildung 22: Energie der Wärmeerzeuger an das System

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

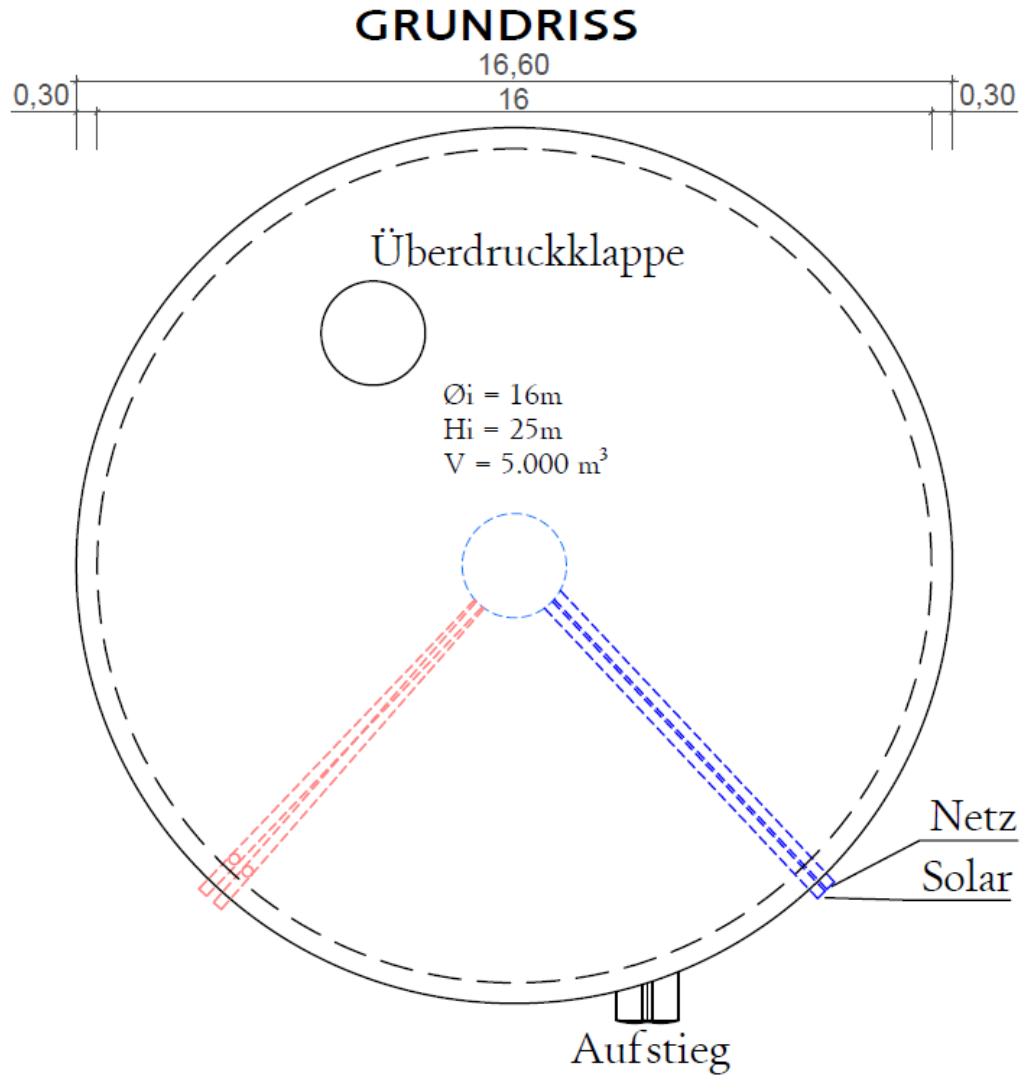


Abbildung 23: Grundriss Pufferspeicher 1.000m³

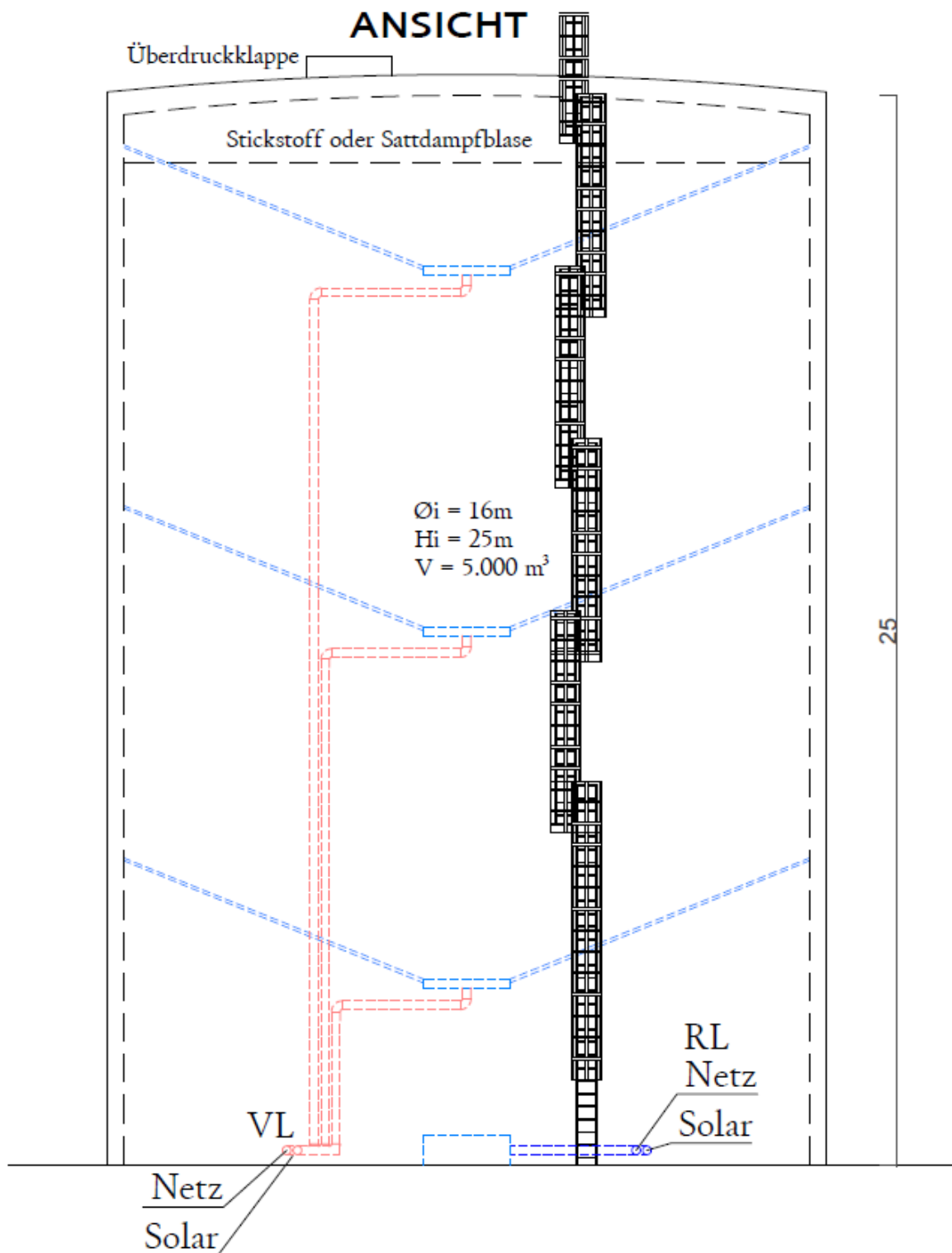


Abbildung 24: Ansicht Puffer Konstruktion

3.2.2 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für diese Variante sind dieselben wie bei Variante 1 und sind auf Seite 28 beschrieben.

Die Anlage und Kollektoren wurden so geplant, dass weitere Ausbaustufen einfach umgesetzt werden können.

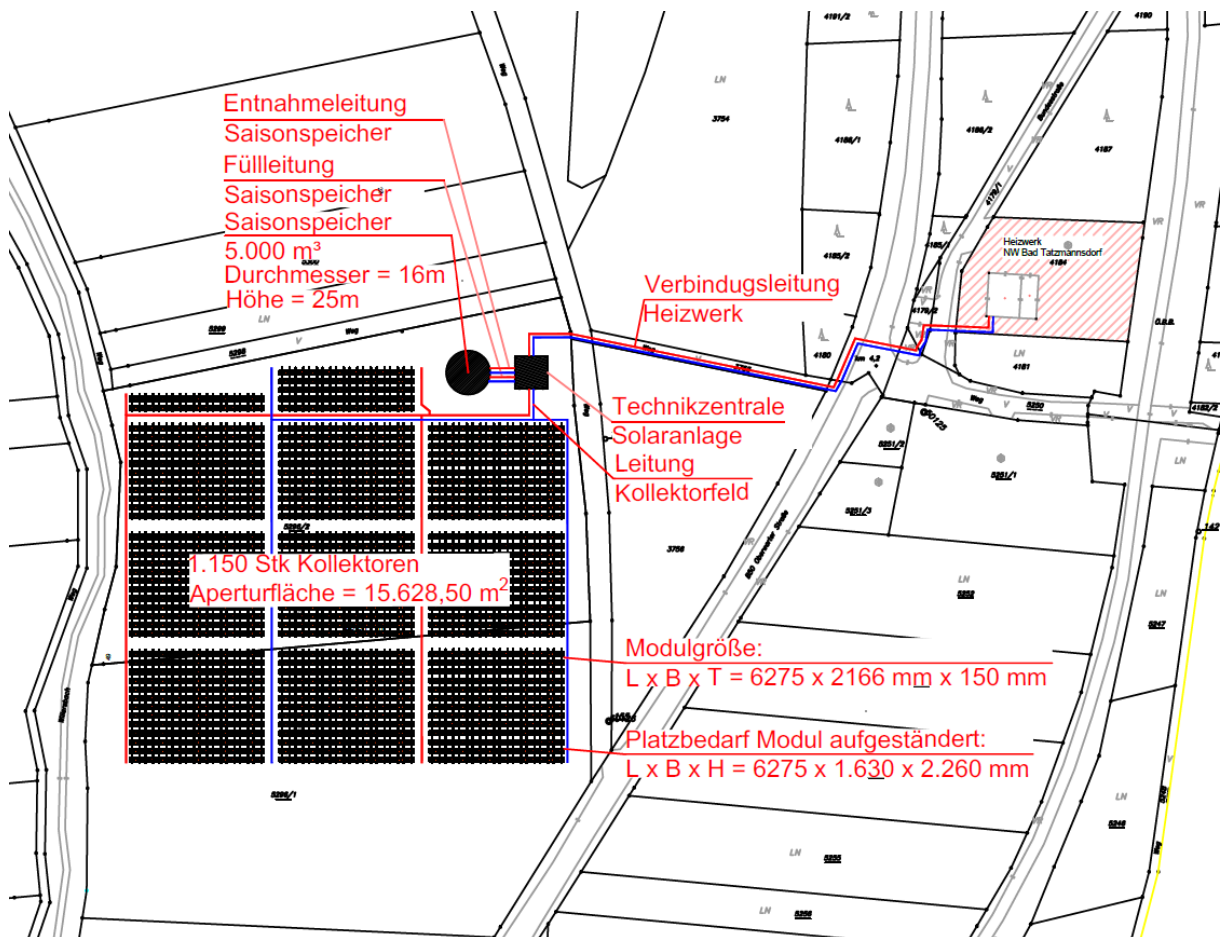


Abbildung 26: Kollektorfeld