

# Publizierbarer Endbericht

Gilt für die Programme Mustersanierung und solare Großanlagen

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Projekttitle:</b>	Big Solar Pinkafeld
<b>Programm:</b>	Solare Großanlagen
<b>Projektdauer (Plan):</b>	15.07.2021 bis 30.06.2022
<b>KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:</b>	SOLID Solar Energy Systems
<b>Kontaktperson Name:</b>	Patrick Reiter MSc.
<b>Kontaktperson Adresse:</b>	Puchstr. 85, 8020 Graz
<b>Kontaktperson Telefon:</b>	0316 2928 40
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	<a href="mailto:p.reiter@solid.at">p.reiter@solid.at</a>
<b>Projekt- und Kooperationspartner (inkl. Bundesland):</b>	CES Clean Energy Solutions (Wien); KELAG Energie & Wärme GmbH (Kärnten)
<b>Adresse Investitionsobjekt:</b>	Pinkafeld
<b>Projektwebseite:</b>	<a href="http://www.solid.at">www.solid.at</a>
<b>Schlagwörter</b>	Solarthermie, Saisonalspeicher, Erdbeckenspeicher, BIGSOLAR
<b>Projektgesamtkosten:</b>	EUR 17.171.235 €
<b>Fördersumme:</b>	75.000 €
<b>Klimafonds-Nr.:</b>	KR20ST1K18248
<b>Erstellt am:</b>	01.07.2022

## B) Projektübersicht

### 1 Executive Summary

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurde für das EVU die solarthermische Nutzung für das Fernwärmenetz Pinkafeld analysiert. Es wurden 2 unterschiedliche Varianten konzeptioniert, simuliert sowie die Kosten kalkuliert und auf ihre Wirtschaftlichkeit geprüft.

Die Varianten sind folgende:

- Variante 1 – BigSolar, zur Deckung eines signifikanten Anteils des Fernwärmebedarfs mit Solarthermie über das ganze Jahr (inkl. Saisonaler Wärmespeicher und Wärmepumpe);
- Variante 2 – SDH, zur Deckung des Warmwasserbedarfs und der Netzverluste im Sommer.

Tabelle 1 fasst die Ergebnisse der Auslegung, die Simulationsergebnisse sowie die Kosten der Varianten zusammen und stellte diese gegenüber, darunter die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

*Tabelle 1. Zusammenfassung der Auslegung, Simulationsergebnisse.*

		Variante 1	Variante 2
		BigSolar	SDH
<b>Systemparameter (Auslegung)</b>			
Nominale Leistung	MW	21.0	3.5
Kollektorfeldfläche (brutto)	m <sup>2</sup>	30,008	5,000
Speichervolumen	m <sup>3</sup>	75,000	200
Wärmepumpenleistung	MW	2.3	-
<b>Flächenbedarf</b>			
benötigte Fläche für Kollektorfeld	m <sup>2</sup>	51,000	8,500
benötigte Fläche für Speicher	m <sup>2</sup>	24,200	50
benötigte Gesamtfläche	m <sup>2</sup>	75,200	8,550
<b>Energieertrag (Simulationsergebnisse)</b>			
Solar direkt	MWh/a	6,985	2,159
Solar via Wärmepumpe	MWh/a	7,538	0
Summe Solar	MWh/a	14,522	2,159
Antrieb Wärmepumpe (Strom)	MWh/a	2,415	0
<b>Gesamtwärme aus System</b>	<b>MWh/a</b>	<b>16,937</b>	<b>2,159</b>

Variante 1:

Ergebnisse	Wirtschaftlichkeit	inkl. CO2-Zertifikatsverkauf	25 Jahre	30 Jahre
Nettobarwert (NPV)	EUR		2,397,102	3,879,293
Dynamische Amortisation	Jahre		18.1	18.1
Interner Zinsfuß (IRR)	%		6.87%	7.61%
Wärmegestehungskosten (LCOH) über Laufzeit	EUR/MW h		80.6	77.0

Variante 2:

Ergebnisse	Wirtschaftlichkeit	inkl. CO2-Zertifikatsverkauf	25 Jahre	30 Jahre
Nettobarwert (NPV)	EUR		415,855	644,343
Dynamische Amortisation	Jahre		17.3	17.3
Interner Zinsfuß (IRR)	%		7.18%	7.90%
Wärmegestehungskosten (LCOH) über Laufzeit	EUR/MW h		78.3	73.5

## 2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Ereignisse der letzten Jahre haben mit der Energiekrise (folgend auf COVID-19 und den Ukraine-Krieg), gezeigt dass Energieeinsparung und die Gewinnung von Energie aus erneuerbaren Quellen, nicht nur politische Ziele sind, sondern auch durchaus wirtschaftliche Berechtigung haben.

Mit diesem Hintergrund wurde die technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer Solarthermie Anlage in der Stadt Pinkafeld (Burgenland) untersucht.

Die Kelag betreibt das Fernwärmenetz Pinkafeld, die Wärme wird aktuell durch eine Gas Kraft-Wärme-Kopplung und eine Bio-Gas BHKW zur Verfügung gestellt. Die Bio-Gasanlage soll bis Ende 2023 aus Betrieb genommen werden.

Es werden 2 Zielsetzungen untersucht:

Variante 1:

Die untersuchte Solarthermie-Großanlage soll die Wärmeerzeugung der Bio-Gasanlage ersetzen. Dafür wurde eine Anlage entworfen, welche große Teile der im Sommer gewonnen Solarwärme für die winterliche Nutzung in einem Großwasserwärme-Speicher speichert (Saisonspeicher). Um den Speicher optimal zu nutzen, wird er durch eine Kompressionswärmepumpe tiefentladen.

Somit wird in dieser Variante ein hoher solarer Deckungsgrad von 65 % des gesamten Netzbedarfs erreicht. Da die Rahmenbedingungen am Standort sich im Laufe des Projektes als besonders schwierig für den Bau eines Erdbeckenspeichers erwiesen, soll zusätzlich eine Ortsunabhängige Kostenschätzung gemacht werden, um die in der Machbarkeitsstudie

gewonnenen Erkenntnisse als Grundlage für weitere derartige Konzepte in anderen von der Kelag betriebenen Fernwärmenetzen dienen.

Variante 2:

Die Solarthermieanlage soll einen großen Teil der Sommerlast decken, um den Einsatz von Erdgas für die Wärmeerzeugung der Fernwärme zu reduzieren. Dafür wird ein Pufferspeicher als Tagesspeicher ausgelegt.

Die Studie wurde federführend von der SOLID Solar Energy Systems GmbH (SSES, Graz) bearbeitet, unterstützt von CES (Clean Energy Solutions, Wien).

## 3 Projektinhalt

Diese Studie untersucht die Machbarkeit einer Implementierung eines Solaren Heizsystems in das Fernwärme Netz in Pinkafeld. Hierzu werden 2 Varianten untersucht:

1. BigSolar Pinkafeld (mit Saisonspeicher und Kompressionswärmepumpe)
2. Solar District Heating (SDH) Pinkafeld

Ziel der 1. Variante BigSolar ist, unter Berücksichtigung eines technisch-ökonomischen Optimums, es eine möglichst hohe solare Deckung im Fernwärmenetz zu erreichen. Eine hohe solare Deckung kann nur mit einer saisonalen Speicherung der solaren Wärme erreicht werden. Daher berücksichtigt die BigSolar Variante einen Erdbeckenspeicher. Um den Speicher optimal zu nutzen, wird er durch eine Wärmepumpe tiefentladen.

Ziel der 2. Variante SDH ist es, ein Konzept zu entwickeln, dass im Sommer einen großen Teil des Fernwärmebedarfs zur Verfügung stellt. Die Herausforderung ist auch hier, die optimale techno-ökonomische Lösung für die Dimensionierung des Kollektorfeldes und des Wärmespeichers zu bestimmen.

Im Folgenden werden zunächst die allgemeinen Rahmenbedingungen beschrieben, um dann auf die 2 Systemkonzepte genauer einzugehen.

### Allgemeine Rahmenbedingungen

#### Heizlastkurven

Die Basis für die Dimensionierung bildet die Heizlastkurve des Fern-/Nahwärmesystems, welches die jeweiligen Wärmeabnehmer mit Heizenergie versorgt. Um die Heizlastkurve im Detail (Stundenwerte) erstellen zu können wurden zunächst vom Fernwärme-Versorger, KELAG, die jeweiligen charakteristischen Monatswärmeenergiebedarfswerte zur Verfügung gestellt, es ergibt sich ein Gesamtjahresbedarf von 19.53 GWh.

Der nachfolgenden Tabelle und Abbildung können diese Basiswerte entnommen werden.

Monat	Wärmebedarf	Monat	Wärmebedarf
Jänner	3.030 MWh	Juli	655 MWh
Februar	2.401 MWh	August	772 MWh
März	2.208 MWh	September	754 MWh
April	1.504 MWh	Oktober	1.633 MWh
Mai	1.027 MWh	November	2.014 MWh
Juni	773 MWh	Dezember	2.763 MWh

*Tabelle 2 Monatwärmeenergiebedarf.*

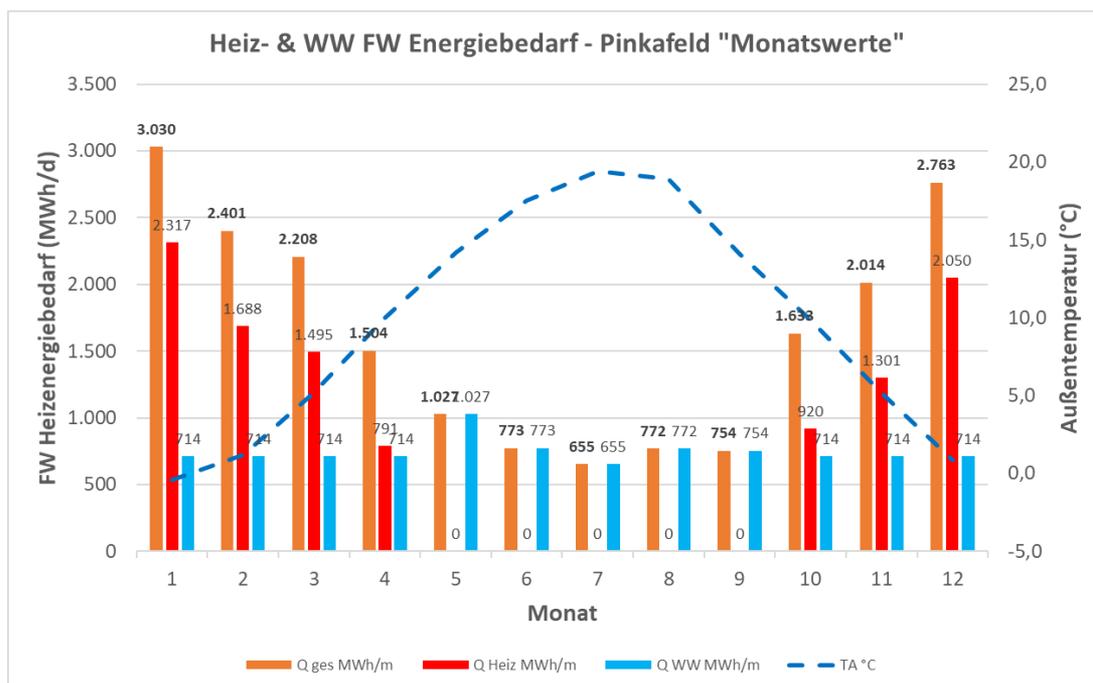


Abbildung 1. Monatswärmeenergiebedarf aufgeteilt in Warmwasserbedarf und Heizbedarf.

In weitere Folge wurde unter Zuhilfenahme von meteorologischen Langzeitdaten (Meteonorm 8.1™), Jahr 2000 bis 2019) in Abhängigkeit der Außentemperatur das folgende Stundenlastprofil ermittelt.

Weiters wurden von der Kelag die korrespondierenden Netzvorlauf und -rücklauf Temperaturen bekannt gegeben. Mithilfe dieser Daten konnte folgendes Stundenlastprofil zusammengestellt werden.

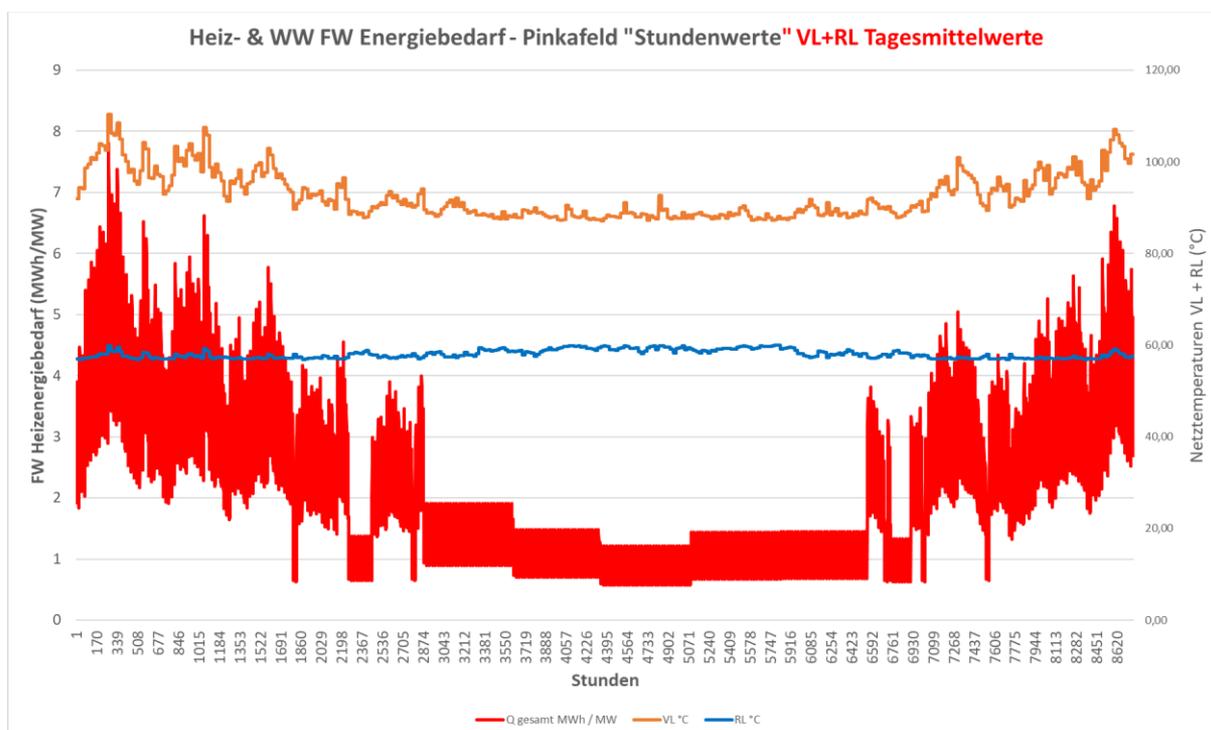


Abbildung 2. Ermitteltes Stundenlastprofil mit Vorlauf und Rücklauftemperaturen.

Gegen Ende des Projektes wurde ein Stundenlastprofil vom Jahr 2021 von der Kelag zur Verfügung gestellt. Der Gesamtenergiebedarf lag im Jahr 2021 bei 22.8 GWh. Für die endgültigen Berechnungen wurde das neue Lastprofil (siehe folgende Abbildung) mit den zuvor ermittelten Vor- und Rücklauftemperaturen verwendet. Die hohen Netztemperaturen, vor allem auch im Sommer können nur mit effizienten Kollektoren erbracht werden. Daher werden für beide Konzepte Hochtemperatur Doppelglas Flachkollektoren verwendet. Diese haben vor allem bei hohen Temperaturen geringere Verluste als einfach verglaste Kollektoren. Wichtig ist zu anzumerken, dass der Kelag die Einbringung solarer Wärme im Winter und in der Übergangszeit mit jeder Temperatur höher als der Rücklauf zum Vorteil ist, da der Biomassekessel diese weiter anhebt. Für die Simulationen wurde daher definiert, dass im Sommer die FW Vorlauftemperatur erreicht werden muss, in der anderen Zeit, wenn zusätzliche Erzeuger in Betrieb sind, kann von der Solaranlage und der Wärmepumpe ab einer Temperatur um 10 K höher als der Rücklauf eingespist werden.

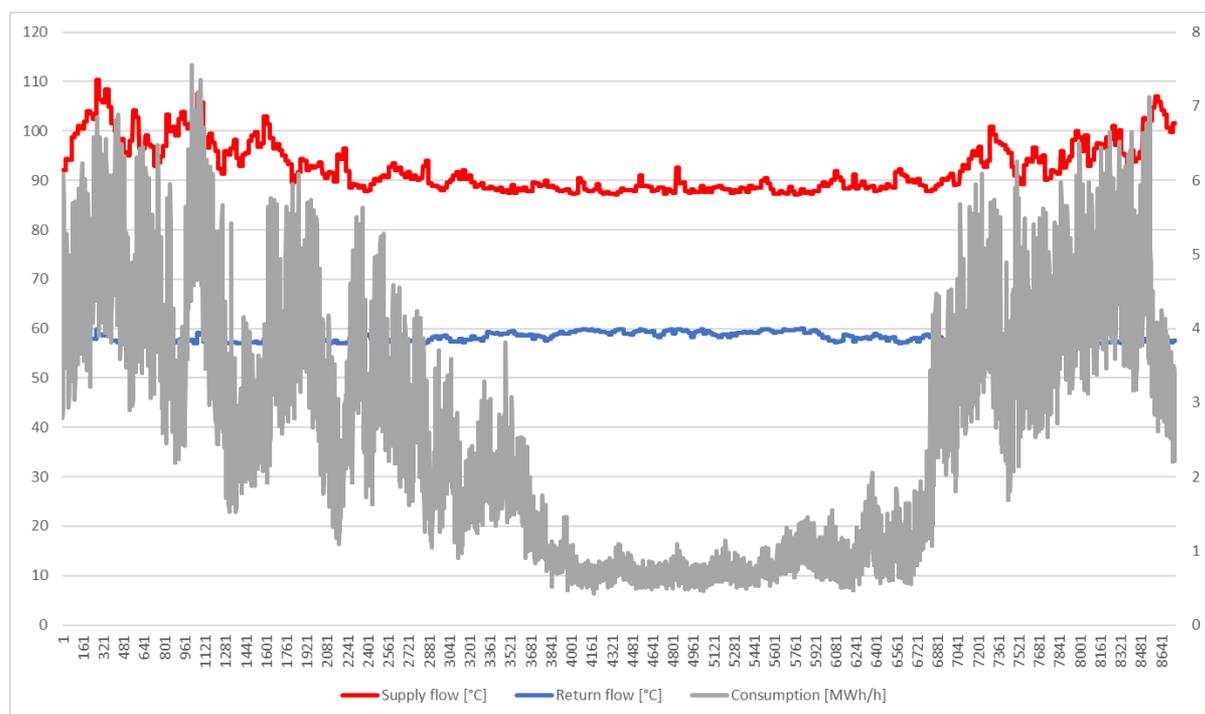


Abbildung 3. Stundenlastprofil mit Vorlauf und Rücklauftemperaturen für 2021.

## 4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die technische Multiplizierbarkeit der Lösung für Pinkafeld ist sowohl für kleinere aber vor allem auch für größere Gemeinden in Österreich gegeben. Es ist festzuhalten, dass BigSolar-Anlagen, und daher auch die Fernwärme-Netze, in die sie einspeisen, eine gewisse Mindestgröße aus folgenden Gründen haben müssen:

- Der Erdbecken-Saisonalspeicher hat erst ab mehreren 10.000 m<sup>3</sup> Speichervolumen ein gutes Oberfläche-Volumen-Verhältnis
- Die Solaranlage sollte mind. im mittleren zweistelligen MW-Bereich sein, um Skaleneffekte zu erzielen
- Die fixen Einmalkosten für Planung, Regelung, Finanzierung und Fernwärme-Anbindung sind nicht zu vernachlässigen und lohnen sich nur für große Vorhaben im 7-9-stelligen Euro-Bereich.

### *Empfehlungen für zukünftige Projekte:*

sowohl BigSolar-Lösungen mit saisonaler Wärmespeicherung als auch kleinere Solaranlagen zur Sommerlastabdeckung (SDH – solar district heating) stellen wesentliche Eingriffe in ein Fernwärmesystem dar. Daher ist zu Beginn aller Überlegungen und Planungen die Einbeziehung aller Stakeholder notwendig. Mögliche andere erneuerbare Wärmeeinspeiser sind inklusive Jahresprofil von Energiemengen und Temperaturen zu identifizieren und technisch und wirtschaftlich zu beurteilen. Mögliche Abwärmenutzungen aus Industrien oder Müllverbrennungsanlagen führen z.B. oft dazu, dass kleinere Solaranlagen zur Sommerlastabdeckung (SDH) aufgrund schon durch Abwärme abgedeckter Sommerlast technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Auch die Suche nach geeigneten Flächen ist so früh wie möglich zu starten.

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Varianten wurden in anderen Studien Varianten mit um 5 Kelvin niedrigeren Fernwärme-Netztemperaturen gerechnet. Dadurch konnte der jährliche Solarertrag um 4,3 % erhöht werden. Bei gleichem Flächen- und Kapitaleinsatz. Dies zeigt, wie wichtig die Erreichung möglichst niedriger Fernwärme-Netztemperaturen ist. Sehr viele Wärmenetze in Österreich haben relativ hohe Rücklauf-Temperaturen um 60 °C und damit wesentlich schlechtere Voraussetzungen zur Einbindung von nicht-verbrennenden Technologien wie Solarthermie, Industrie-Abwärme, Geothermie, Wärmepumpen. Auch saisonale Wärmespeicher profitieren enorm von niedrigen Netztemperaturen. Daher wird empfohlen, auch immer das Potential zur Netztemperatur-Absenkung zu Projektbeginn zu prüfen. Dass der Betrieb von Wärmenetzen mit Rücklauftemperaturen von 40-50 °C möglich ist, zeigen zahlreiche Wärmenetze in Skandinavien und in Ländern des Westbalkans.

## C) Projektdetails

### 5 Arbeits- und Zeitplan sowie Status

		Start	Ende	Monats	
BigSolar Pinkafeld - Projektumsetzungsplan	<b>1 Machbarkeitsstudie</b>	Machbarkeitsuntersuchung mit technischem und wirtschaftlichem Vergleich verschiedener Konzepte.	07/21	09/22	3
	<b>2 Betreiber- und Projektgesellschaft</b>	Gründung, Aufbau und Ausformung der Wärmeliefergesellschaft (ESCo) und der Baugesellschaft (SPV)	10/22	01/23	4
	<b>3 Finanzierungsplanung - Projektentwurf</b>	Sicherung der Finanzierung (i.e. Förderung, Eigenkapital, Fremdkapital)	04/23	06/23	3
	<b>4 Rahmenbedingungen und Anforderungen</b>	Ermittlung der administrativen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen sowie der Anforderungen des Anlagenbetreibers;	01/23	04/23	4
	<b>5 Vorvertrag mit Kunden (Absichtserklärung)</b>	Erstellung eines bindenden Vorvertrags bzw. Absichtserklärung zur Wärmelieferung BigSolar	03/23	06/23	4
	<b>6 Vorplanung</b>	Konzeptphase (Vorplanung), d. h. Auswahl des endgültigen Konzeptes und erste Schätzungen des technischen	07/23	08/23	2
	<b>7 Entwurfsplanung (Basic Engineering)</b>	Ausarbeitung des technisch und wirtschaftlich vorteilhaftesten Konzeptes und Ermittlung aller erwarteten Kosten	08/23	01/24	#ZAHL
	<b>8 Landsicherung</b>	Klärung der Eigentümerverhältnisse und Sicherung der notwendigen Flächen durch Optionsverträge	09/23	12/23	4
	<b>9 Finanzierungsplanung - Bauphase</b>	Sicherung der Finanzierung (i.e. Förderung, Eigenkapital, Fremdkapital)	03/24	02/25	12
	<b>10 Genehmigungsplanung</b>	Genehmigungsplanung zur Beschaffung der notwendigen Genehmigungen bei den zuständigen Behörden inkl.	01/24	12/24	12
	<b>11 Vertrag mit Kunden (Wärmeliefervertrag)</b>	Ausgestaltung des Vertrags auf Basis des Vorvertrags	10/24	01/25	4
	<b>12 Ausführungsplanung (Detail Engineering)</b>	Detaillierte Auslegung und genaue Beschreibung aller notwendigen Komponenten und Maßnahmen für die Real	01/25	12/25	12
	<b>13 Vergabe bzw. Ausschreibung, Angebot</b>		03/25	12/25	10
	<b>14 Bau der Anlage</b>		01/26	12/26	12
	<b>15 Inbetriebnahme der Anlage</b>		11/26	11/26	1
	<b>16 Probetrieb &amp; Leistungstest</b>	Nachweis der vereinbarten Leistungen der Anlage (Energieumsatz, Qualität, Garantiedaten)	12/26	06/27	7
	<b>17 Wärmelieferung an Kunden</b>		01/27	05/27	4
<b>Meilensteine</b>					
<b>M1 Abschluss Vorvertrag</b>		12/22	12/22	1	
<b>M2 Abschluss endgültige Projektdefinition</b>	Anlagenkonfiguration mit Kosten, Energieerträge und Zeitplan;	08/23	09/23	1	
<b>M3 Übergabe der Anlage an den Betreiber</b>		01/27	01/27	1	

Abbildung 4. Umsetzungsplan für Variante 1 BigSolar.

Beispiel Umsetzungszeitplan	Monate	2023												2024			
		Dez.22	Jän.23	Feb.23	Mär.23	Apr.23	Mai.23	Jun.23	Jul.23	Aug.23	Sep.23	Okt.23	Nov.23	Dez.23	Jän.24	Feb.24	Mär.24
1 Bedarfsanalyse & Erstkonzept	1																
2 Vorplanung & Kostenermittlung	2																
3 Ausführungsplanung & Genehmigungen	5																
4 Bau der Anlage	6																
5 Inbetriebnahme & Probetrieb	2																
<b>UMSETZUNGSZEIT GESAMT (in Monate)</b>	<b>15</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<b>MEILENSTEINE</b>																	
M1 Vertragsunterschrift	1																
M2 Lieferung Hauptkomponenten	1																
M3 Übergabe an Kunden	1																

Abbildung 5. Umsetzungsplan für Variante 2 SDH.

## 6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Die Ergebnisse der Studie Pinkafeld werden in Zukunft in die Disseminierungsaktivitäten der Fa. SOLID zum Thema BigSolar und solare Fernwärme eingebunden. So werden z.B. immer wieder Vorträge zu diesem Thema gehalten.

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.