



S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH

Big Solar Feldbach

Saisonalspeicher in Kombination mit Solarthermieranlage und
Wärmepumpe für das Fernwärmenetz Feldbach

erstellt durch:

Patrick Reiter (p.reiter@solid.at)

Robert Söll (r.soell@solid.at)

Graz, am 18.4.2019

Inhalt

1. Projektübersicht – Zusammenfassung	2
2. Hintergrund und Problemstellung	2
3. Sicherstellung der Ergebnisqualität.....	3
4. Tätigkeiten und Ergebnisse der Machbarkeitsstudie	3
4.1. Ergebnisse der technischen Studie.....	3
4.2. Ergebnisse der wirtschaftlichen Studie.....	11
5. Projektkoordination und Dissemination.....	14
6. Ausblick.....	15

1. Projektübersicht – Zusammenfassung

Name durchführende Institution	Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH (SOLID)
Name teilnehmende Modellregion	Wirtschaftsregion Mittleres Raabtal
Namen Projektpartner	Energie Steiermark Wärme GmbH (ESTMK) Lokale Energieagentur (LEA) KEM Manager Mittleres Raabtal Karl Puchas (KEM) PlanEnergi (PLE)
Startdatum des Leitprojekts:	15.01.2018
Geplantes Fertigstellungsdatum:	14.01.2019

Im Rahmen des Klima- und Energiemodellregion Leitprojekts „Big Solar Feldbach“ wurde die techno-ökonomische Einbindung von Solarthermie und eines Saisonspeichers für das Fernwärmenetz Feldbach untersucht.

Übergeordnetes Ziel der Studie war es, die (technisch und ökonomisch) optimale Größe eines Solarkonzeptes inklusive saisonale Wärmespeicher und Wärmepumpen festzulegen, welches sich bestmöglich in die zukünftige Versorgungsstruktur des Fernwärmenetzes Feldbachs integrieren lässt. Zu diesem Zweck wurde neben der Evaluation passender Flächen für Solarfelder und Speicher und der technischen Optimierung mittels Simulationsrechnungen vor allem auch eine wirtschaftliche Detailanalyse durchgeführt. Als Baseline wird die Produktion der Wärme durch gewöhnliche Gaskessel verwendet, welche die derzeit günstigste und realistischste Alternative darstellt. Die Analysen ergeben ein wirtschaftlich konkurrenzfähiges Solarsystem im Bereich von rund 22.000 m² bis zu 35.000 m² Solarfläche. Diese Ergebnisse weisen auf ein sehr hohes Umsetzungspotenzial des Konzepts hin. Auf Basis dieser Ergebnisse wurde ein Business Case entwickelt welches derzeit mit den Entscheidungsträgern verhandelt wird.

2. Hintergrund und Problemstellung

Die KEM „Wirtschaftsregion mittleres Raabtal“ verfolgt unter anderem die Ziele, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren und einen Beitrag zur Energiewende auf regionaler Ebene zu leisten. Ein Schwerpunkt der KEM liegt daher im Ausbau der Nahwärmeversorgung, wobei Biomasse als wichtigster regionaler Rohstoff genannt wird. In der Gemeinde Feldbach betreibt die Energie Steiermark Wärme GmbH ein Fernwärmenetz mit 18.542 Trassenmetern und knapp über 1.000 Wärmeabnehmern.

Um den Anteil erneuerbarer Energie im Feldbacher Fernwärmenetz in Zukunft weiter zu erhöhen, ist angedacht zusätzlich zur Biomasse weitere erneuerbare Energieträger wie Solarthermie und industrielle Abwärme einzusetzen. Solare Wärme wird jedoch vor allem im Sommer produziert, auch mögliche industrielle Abwärmequellen liefern in den Sommermonaten Wärme, während das Fernwärmenetz außer Betrieb ist. Die Integration solarer Wärme und industrieller Abwärme im Fernwärmenetz Feldbach ist folglich ohne saisonale Speicherung nicht möglich. Daher ist es auch von großem Interesse für die Energie Steiermark eine Machbarkeitsstudie für eine saisonale Speicherlösung für das Fernwärmenetz Feldbach zu erstellen.

In dieser Machbarkeitsstudie wurde ein Fernwärmesystem mit den Komponenten Saisonspeicher, Absorptionswärmepumpe, solare Großanlage und industrielle Abwärme simulationstechnisch abgebildet und auch ökonomisch bewertet. International wurde dieses Versorgungskonzept bislang nur in Kleinstädten in Dänemark realisiert und stellt daher in der österreichischen Fernwärmeversorgung eine völlige Neuerung dar. Die Konzepte von Dänemark können auch schwer übertragen werden, da die dänischen Fernwärmeversorgungsgebiete im Vergleich zu den österreichischen Fernwärmenetzen ein gänzlich anderes Erzeugungsportfolio, andere Versorgungstemperaturen und andere Netzcharakteristika aufweisen. Ziel dieser Machbarkeitsstudie war es auch eine optimale Anlagenkonfiguration zur Flexibilisierung der bestehenden Anlagen und Betriebsweisen zu ermitteln.

3. Sicherstellung der Ergebnisqualität

Durch die enge Kooperation mit vielen verschiedenen Stakeholdern, welche für die Erarbeitung jeweils ihren fachspezifischen Beitrag geleistet haben, kann die Qualität der Ergebnisse sichergestellt werden.

Die Studie wurde gemeinsam mit

- der Energie Steiermark Wärme GmbH (ESTMK): Bereitstellung sämtlicher Daten des Fernwärmenetzes, Abstimmung über die technischen und wirtschaftlichen Zwischen- und Endergebnisse
- der Landesenergieagentur Feldbach: enge Zusammenarbeit bezüglich der hydraulischen Integration sämtlicher technischer Komponenten; Unterstützung im Projektmanagement
- dem dänischen Planungsbüro PlanEnergi: Durchführung der dynamischen Systemsimulation

erstellt.

Mitgewirkt haben unter anderem auch Vertreter der Stadtgemeinde Feldbach, BROAD (Hersteller von Großwärmepumpen) sowie die Baufirma PORR (Beratend für Speicherbau).

Die enge Zusammenarbeit mit den Projektpartnern und die frühzeitige und kontinuierliche Einbindung lokaler Stakeholder in den Prozess sollte sicherstellen, dass die Bedürfnisse aller Beteiligten berücksichtigt werden konnten und eine mögliche spätere Umsetzung bestmöglich vorbereitet werden kann.

4. Tätigkeiten und Ergebnisse der Machbarkeitsstudie

4.1. Ergebnisse der technischen Studie

Zur Beurteilung der Rahmenbedingungen im Fernwärmenetz für eine Integration neuer Komponenten wurden das Last- und Temperaturprofil des Fernwärmenetzes untersucht. Das Temperaturregime ist in weiterer Folge wesentlich für die Wahl der Absorptionswärmepumpe zur Unterstützung des Systems und bedingt die Effizienz der Solarkollektoren. Beide Profile das der Last und das der Temperatur, sind die Grundlage für die Dimensionierung der einzelnen Komponenten des Konzepts. Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über das Fernwärmenetz Feldbach:

Die Energie Steiermark Wärme GmbH versorgt die Stadt Feldbach mit Fernwärme. Als Primärenergieträger dienen derzeit Hackgut und Erdgas.

Wichtige Kennwerte des Fernwärmenetzes sind nachstehender Tabelle zu entnehmen.

Anschlussleistung Abnehmer	kW	26.842
Anzahl der Wärmeabnehmer	#	1077
Trassenlänge inklusive Hausanschlüsse	Trm	18.542
Spezifische Anschlussleistung	W/trm	1.447
Nenndurchmesser des Hauptstranges	DN	250
Temperatur VL-Leitung	°C	gleitend bis 93
Temperaturspreizung des Netzes	K	Ca. 35

Tabelle 1: Kennwerte Fernwärmenetz Feldbach



Abbildung 1: Überblick Fernwärmenetz Feldbach

Im Biomasse-Heizwerk stehen derzeit folgende Anlagen zur Wärmeerzeugung zur Verfügung:

Bezeichnung		LOOS Gaskessel 3700	LOOS Gaskessel 6500	VIESSMANN Gaskessel VITOMAX	BINDER Biomasse- kessel RRK4M	Scheuch ERCS Rauchgas- kondensator
Inbetriebnahme		1998	1998	2014	2016	2016
Brennstoffwärmeleistung	kW	3.300	5.600	8.700	4.320	
Thermische Nennleistung	kW	3.000	5.000	8.000	3.760	507

Tabelle 2: Wärmeerzeugungsanlagen für das Fernwärmenetz in Feldbach

Die monatliche Wärmeaufbringung inkl. Vor- und Rücklauftemperaturen sowie eine Jahresdauerlinie für das Jahr 2017 sind in den folgenden 2 Abbildungen ersichtlich:

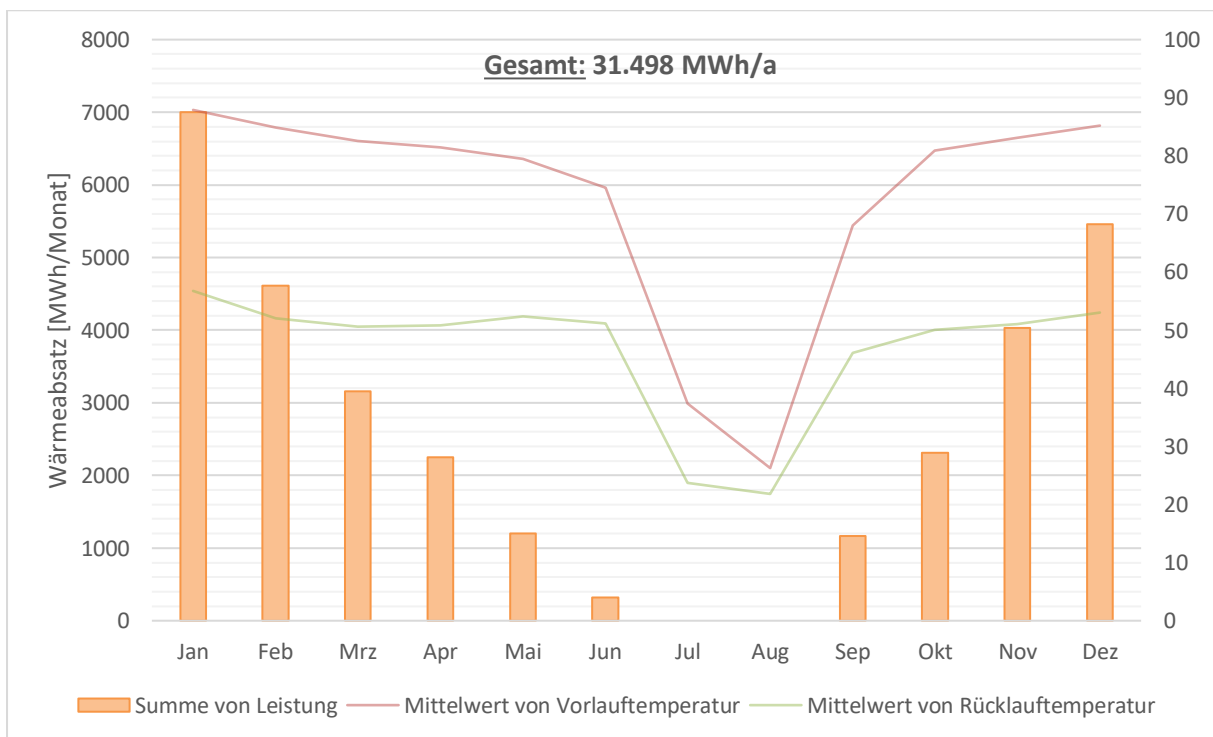


Abbildung 2: Wärmeabsatz Fernwärme Feldbach 2017 (in Monaten).

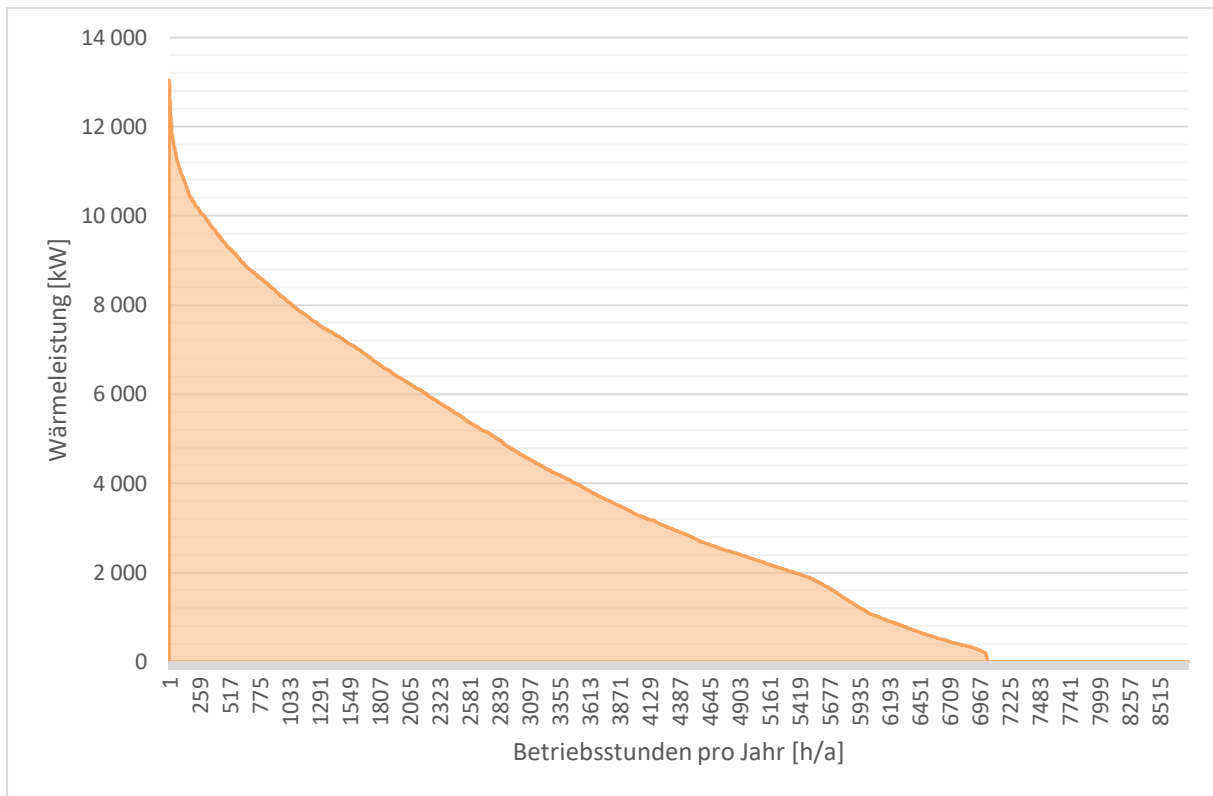


Abbildung 3: Jahresdauerlinie Fernwärme Feldbach 2017.

Zusätzlich wurde das ungenutzte Energiepotenzial in Form von Abwärme der verschiedenen Betriebe in der Stadt Feldbach untersucht. Zurzeit wird bei keinem Betrieb in Feldbach Abwärme für die Fernwärme genutzt.

Wie aus der nachfolgenden Grafik ersichtlich überwiegt in der Neuen Stadt Feldbach der Bereich Industrie/Gewerbe. Für diesen Bereich werden pro Jahr rund 205.000 MWh Energie benötigt. 2.400 Menschen finden in diesem Bereich eine Beschäftigung.

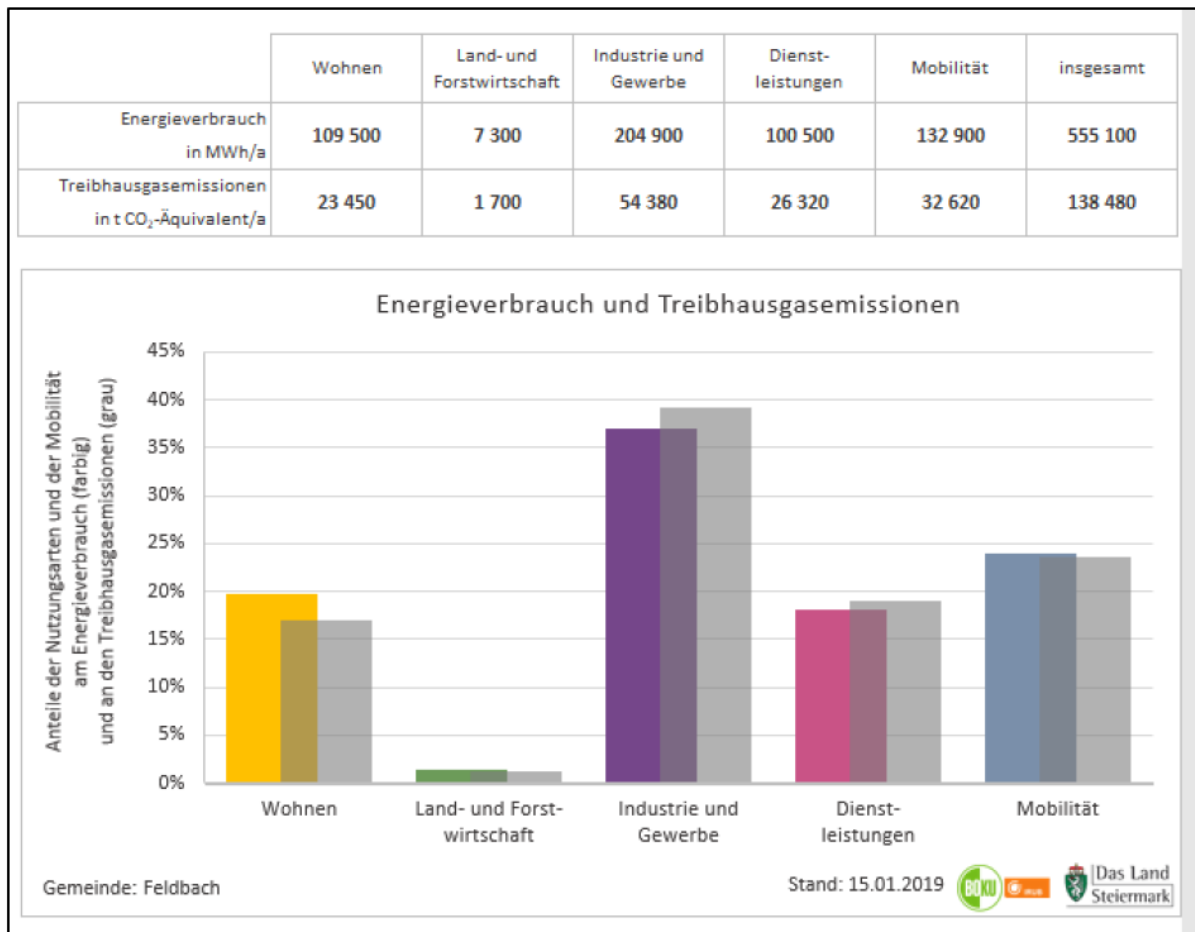


Abbildung 4: Anteil der Energieverbräuche in Feldbach nach Sektoren

Für folgende Betriebe wurde eine Abschätzung des möglichen Abwärmepotenzials durchgeführt. Die Auswahl erfolgte auf Grund der lokalen Kenntnisse der Betriebe durch die Lokale Energieagentur (LEA).

Es wurden rund 80 Gewerbebetriebe in der Stadt Feldbach mittels einer Grobabschätzung analysiert. Aus diesen Betrieben wurden in weiterer Folge jene Betriebe ausgewählt, für welche ein realistisches Abwärmepotenzial auf Grund der eingesetzten Energieträger, der Produktionsart und der Größe des Unternehmens, vermutet wird.

Betrieb / Bezeichnung	Adresse	geschätzte Abwärme [MWh/a]	geschätzte Abwärme Leistung [kW]	Anmerkung:
Kelly Feldbach GmbH	Oedterstraße 8	1 619	300	Rauchgas, Schwaden
VEGA Markt (Feldbacher Fruit Partners GmbH)	Lugitschstraße 4	140	20	Kühlanlagen (Kühlager), Eigennutzung der anfallenden Abwärme
BOXMARK Leather GmbH & Co KG	Europastraße 11	740	100	Prozessabwärme, Wärmerückgewinnung aus Abwasser
Feldbacher Fruit Partners GmbH	Europastraße 26	400	70	Prozessabwärme
Druckhaus Scharmer in Feldbach	Europastraße 42	300	30	Prozessabwärme (Druckereimaschinen)
Köhdorfer Fisch & Frisch	Lugitschstraße	70	10	Kühlanlagen (Kühlager), Eigennutzung der anfallenden Abwärme
Snack & Back GmbH Nfg & Co. KG	Europastraße 26	50	18	Prozessabwärme, Energiemonitoring LEA vorhanden
Sopro Bauchemie GmbH	Weidenweg 14	600	50	Prozessabwärme
KIKA Möbel-Handelsgesellschaft m.b.H.	Mühldorf 437	70	50	Wärmerückgewinnung Lüftungsanlage, Eigennutzung der anfallenden Abwärme
XXXLutz KG	Gleichenbergerstraße 69a	50	50	Wärmerückgewinnung Lüftungsanlage, Eigennutzung der anfallenden Abwärme
LKH Feldbach	Ottokar-Kernstock-Straße 18	200	200	Klimaanlagen, Lüftungsanlage, Eigennutzung der anfallenden Abwärme
Merkur Warenhandels AG	Grazer Straße 35	50	50	Kälteanlage
Fleischabholmarkt	Gewerbepark 1-9	30	30	Kälteanlage
Summe		4 319	978	

Tabelle 3: Abwärmepotential von Betrieben in Feldbach

Wie aus Tabelle 3 ersichtlich steht ein theoretisches Abwärmepotenzial von rund 4.300 MWh/a bzw. 978 kW zur Verfügung. Der Großteil der angeführten Betriebe könnte die entstehende Abwärme jedoch selbst im eigenen Betrieb verwerten. Diese Abwärme wird derzeit jedoch bei keinem Betrieb genutzt. Der Großteil der anfallenden Abwärme steht als Niedrigsttemperaturabwärme (< 50 C zur Verfügung).

Betrachtet man die Nutzungsmöglichkeiten von Abwärme im eigenen Betrieb und das Temperaturniveau der anfallenden Abwärme bleibt lediglich das Abwärmepotenzial der Fa. Kelly (rund 300 kW bzw. 1.619 MWh) übrig. Da sich der Betrieb direkt am Fernwärmenetz befindet und auf der gegenüberliegenden Seite des geplanten Wärmespeichers befindet, kann auch dieses Potenzial für die Einbindung in den Großspeicher ausgeschlossen werden.

Mit der Analyse der Temperatur- und Lastverläufe und einer limitierenden Flächenverfügbarkeit für den Saisonspeicher war eine Vordimensionierung der Komponenten möglich, welche als Rahmenbedingungen für die detaillierteren Simulationsrechnungen dienten. Die Vordimensionierungen der Komponenten wurde auf eine Kollektorfläche von 0 m² – 50.000 m², ein fixes Speichervolumen von 116.000 m³ (max. Fläche von 25.000 m²) und Absorptionswärmepumpen von 0 MW – 20 MW ausgelegt.

Das Konzept sieht einen maximalen solaren Deckungsanteil vor, bei welchem der Preis für die Wärme mit jenem konventionellen Gasboiler wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Um ein Systemoptimum zu erzielen, wurden die einzelnen Komponenten daher innerhalb festgelegter Bandbreiten simuliert: Mit dem Simulationstool TRNSYS wurden zahlreiche Simulationen durchgeführt, um das ökonomisch-technisch optimale Szenario zu identifizieren.

Absorptionswärmepumpen spielen eine Schlüsselrolle bei der Optimierung der Solaranlage. Sie ermöglichen es den saisonalen Wärmespeicher effizienter zu entleeren, wodurch sich die Solarerträge erhöhen und die benötigte Speichergroße reduziert wird. Dies verringert die Kosten des Gesamtsystems und verbessert die Netto-Performance der Anlage.

Zur Analyse des technisch-ökonomischen Optimums wurde eine Parameterstudie durchgeführt. Das zentrale Ergebnis zeigt den niedrigsten Wärmepreis innerhalb des Systems mit 28.438 m² Kollektorfläche, einem Saisonalspeicher mit 99.000 m³ und Absorptionswärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 8 MW bei einem solaren Deckungsanteil von 46% im Fernwärmenetz Graz. Bei diesen Dimensionen liegt folglich das wirtschaftlich-technische Optimum der Anlage. Die folgende Abbildung zeigt dieses Optimum anhand eines Systemschemas.

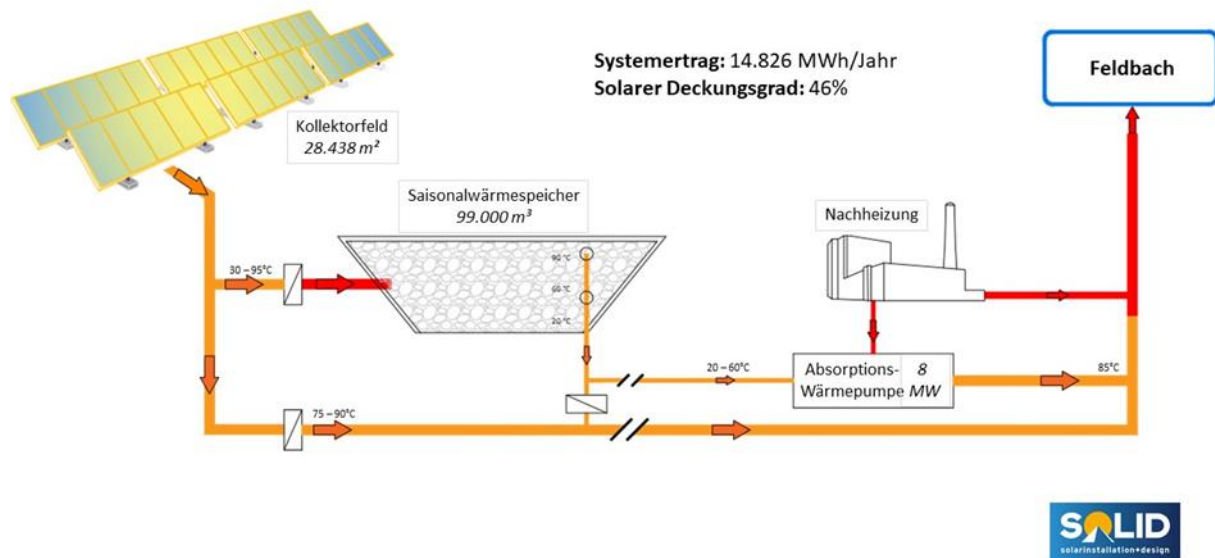


Abbildung 5: Big Solar Konzept für Feldbach inkl. Auslegung und Simulationsergebnisse des techno-ökonomischen Optimums

Die derzeitigen Berechnungen zeigen auch, dass konkurrenzfähige Preise mit abgeänderten Dimensionen möglich sind. Das Projekt ist hinsichtlich der Rahmenbedingungen somit flexibler als ursprünglich angenommen. Die Details zu den Simulationsrechnungen sind in den Simulationsberichten der PlanEnergi ersichtlich.

Berücksichtigt man die vorherrschenden Bedingungen in Feldbach -wie die verfügbaren Flächen- so kann ein Kollektorfeld wirtschaftlich zwischen 22.000 m² und 35.000 m² einnehmen. Folglich sind die Rahmenbedingungen vor Ort neben den Systembegrenzungen errechnet in der Simulation DIE ausschlaggebenden Faktoren für die Realisierung der Anlage.

Als Beispiel wurde der Flächenbedarf genauer untersucht. Für 35.000 m² Kollektorfläche sind ausreichend Leerflächen angrenzend an das bestehende Heizwerk der Energie Steiermark vorhanden. Der Flächenbedarf des Speichers darf bei max. 25.000 m² liegen. Die zur Verfügung stehenden Flächen wurden in enger Abstimmung mit den zuständigen Personen der Stadtgemeinde Feldbach identifiziert und sind in Abbildung 6 und Abbildung 7 ersichtlich. Zwei unterschiedliche Bauweisen kommen für die Dimensionierung des Speichers in Frage und sind technisch-wirtschaftlich realisierbar. Gespräche mit lokalen Baufirmen wurden bereits geführt und die Kostenabschätzungen beider Varianten einbezogen.



Abbildung 6: Verfügbare Fläche für Speicher



Abbildung 7: Verfügbare Flächen für Kollektoren

Grundsätzlich wird eine sehr kompakte Anordnung sämtlicher Komponenten angestrebt und Kollektorfelder sowie Speicher möglichst nahe an der Fernwärmeleitung zur optimalen Systemnutzung aufgestellt.

4.2. Ergebnisse der wirtschaftlichen Studie

Auf Basis des techno-ökonomischen Optimums wurden die Investitionskosten eruiert. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Investitionskosten aufgeschlüsselt auf ihre Hauptkostenpositionen.

Kollektorfeld (28.438 m ²)	€ 5.118.840
Saisonalwärmespeicher (99.000 m ³)	€ 3.960.000
Absorptions-Wärmepumpe (8 MW)	€ 500.000
Anlagenbau (Zentrale, Regelung, Gebäude)	€ 1.200.000
Rohrleitung/Verbindung	€ 400.000
Projektentwicklung, -abwicklung	€ 548.942
GESAMT	€ 11.727.782

Tabelle 4: Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten).

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Preise für die Kollektoranlage, Absorptionswärmepumpe, Anlagenbau und Rohrleitung angenommen. Da in Österreich noch kein saisonaler Erdbeckenspeicher realisiert wurde und es bis dato keine österreichischen Referenzpreise gibt, wurden für die Investitionskosten des Speichers Benchmarks verwendet. Einerseits wurden dänische Speicherbaukosten herangezogen und andererseits österreichische Erfahrungspreise im Tiefbau mit der Firma Porr Ag analysiert. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die angenommenen jährlichen Betriebskosten.

Betrieb & Wartung	€ 22.239
Versicherung	€ 10.979
GESAMT pro Jahr	€ 33.218

Tabelle 5: Übersicht der angenommenen jährlichen Betriebskosten.

Auf Basis der Systemkonfiguration, der Investitionskosten und Betriebskosten wurden dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Als Business Cases wurde zwei unterschiedliche Betrachtungen gewählt:

Option 1 – Eigeninvestition:

- Energie Steiermark investiert selbst zu 100% in die Anlage

Vorteile – Option 1	Nachteile – Option 1
Betriebsführung vollständig in einer Hand	Ausschreibung mit Best-/Billigstbieterverfahren (erfüllt nicht alle Qualitätsansprüche)
	Firmeninterne ROIs mit 6% auf kurzfristigen Zeitraum; teilweise ungünstig für Investitionen in Erneuerbaren Energien mit hohen Anfangsinvestitionen und langfristigem Nutzen
	Hausintern wenig Erfahrung/Expertise hinsichtlich Betriebsführung und Optimierung der Anlage
	Fördersätze gemäß AGVO max. 30%

Tabelle 6: Vor- und Nachteile Eigeninvestition

Option 2 – Partnerschaftscontractingmodell:

- Energie Steiermark bezieht Wärme über einen Liefervertrag einer neugegründeten Betreiberfirma (und hält eine Minderbeteiligung an der Firma)

Vorteile – Option 2	Nachteile – Option 2
Höherer Fördersatz für KMU als für Großunternehmen möglich, e.g. bei Umweltförderung – Fördersätze gemäß AGVO bis zu 50%	Ansatz ist bei vielen EVUs noch wenig bekannt
Vergabeverfahren leichter qualitativ hochwertig zu gestalten, Anforderungen können von Solarexperten leichter definiert werden	
Projektfinanzierung mit ROI auf 15-20 Jahre, 2-3% Realzinssatz ermöglichen Projekte, die sonst u.U. nicht realisiert würden	
partnerschaftliches Optimierungsinteresse, Spezialistenwissen in Projekt als Investor/Betreiber integriert	
Volle partnerschaftliche Integration beider Partner	

Tabelle 7: Vor- und Nachteile Partnerschaftscontractingmodell

Tabelle 8 gibt einen Überblick über die Annahmen bzw. Ergebnisse der unterschiedlichen Optionen. Investitionskosten, Betriebskosten und Wärmeerzeugung sind in beiden Optionen gleich. Unterschiedlich wurden die Annahmen der Förderquoten und Kapitalkosten gewählt, welche in mehreren Gesprächen mit Förderverantwortlichen und Finanziers als realistisch eingeschätzt wurden. Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden zwei Betrachtungszeiträume gewählt. 15 Jahre als maximaler Zeitraum für die Finanzierungsrückzahlung und 25 Jahre als die mindestens technische Lebensdauer des Systems. Des Weiteren wurde als Zielparameter die sogenannten Wärmegestehungskosten gewählt, welche die durchschnittlichen Kosten einer Wärmeeinheit (€/MWh) aus den Investitionskosten und Betriebskosten über den Betrachtungszeitraum darstellen.

	Option 1 – Eigeninvestition: Energie Steiermark investiert zu 100% in die Anlage	Option 2 – Contractingmodell: Energie Steiermark bezieht die Wärme durch Lieferungsvertrag und Beteiligung an Firma
Investitionskosten	€ 11.727.782	
Betriebskosten	€ 33.218 pro Jahr ¹	
Wärmeerzeugung	14.826 MWh/a	
Förderung	30%	45%
Kapitalkosten - Diskontierung	6 % pro Jahr (bei 100% EK)	2,5 % pro Jahr (bei 100% FK)
Wärmegestehungskosten – auf 15 Jahre (Betrachtungszeitraum für Finanzierung)	59,3 €/MWh	37,5 €/MWh
Wärmegestehungskosten – auf 25 Jahre (min. technische Lebensdauer)	45,7 €/MWh	26,0 €/MWh

Tabelle 8: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung für beide Optionen.

¹ Annahme: Jährliche Indexanpassung von 1,5 % (e.g. Strom, Arbeit, etc.).

Zusätzlich zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde Sensitivitätsanalysen durchgeführt, in der verschiedene Parameter wie Investitionskosten, Betriebskosten, Solarertrag, Förderung und Diskontierung verändert wurden.

Abbildung 8 und 9 zeigt die Sensitivität der unterschiedlichen Parameter, der zwei Optionen in Bezug auf die Auswirkung der Wärmegegestehungskosten in einem Betrachtungszeitraum von 25 Jahre. Die sensitivsten Parameter sind der Solarertrag und die Investitionskosten.

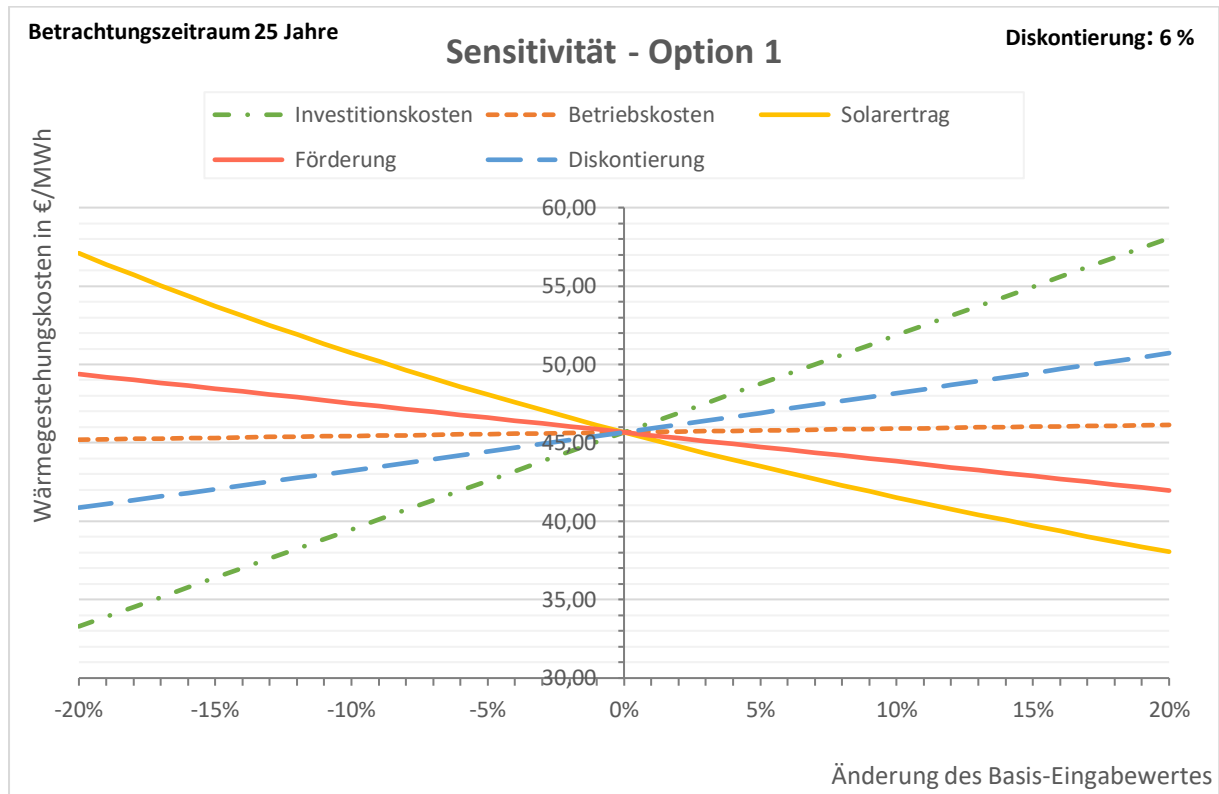


Abbildung 8: Sensitivitätsanalyse – Option 1

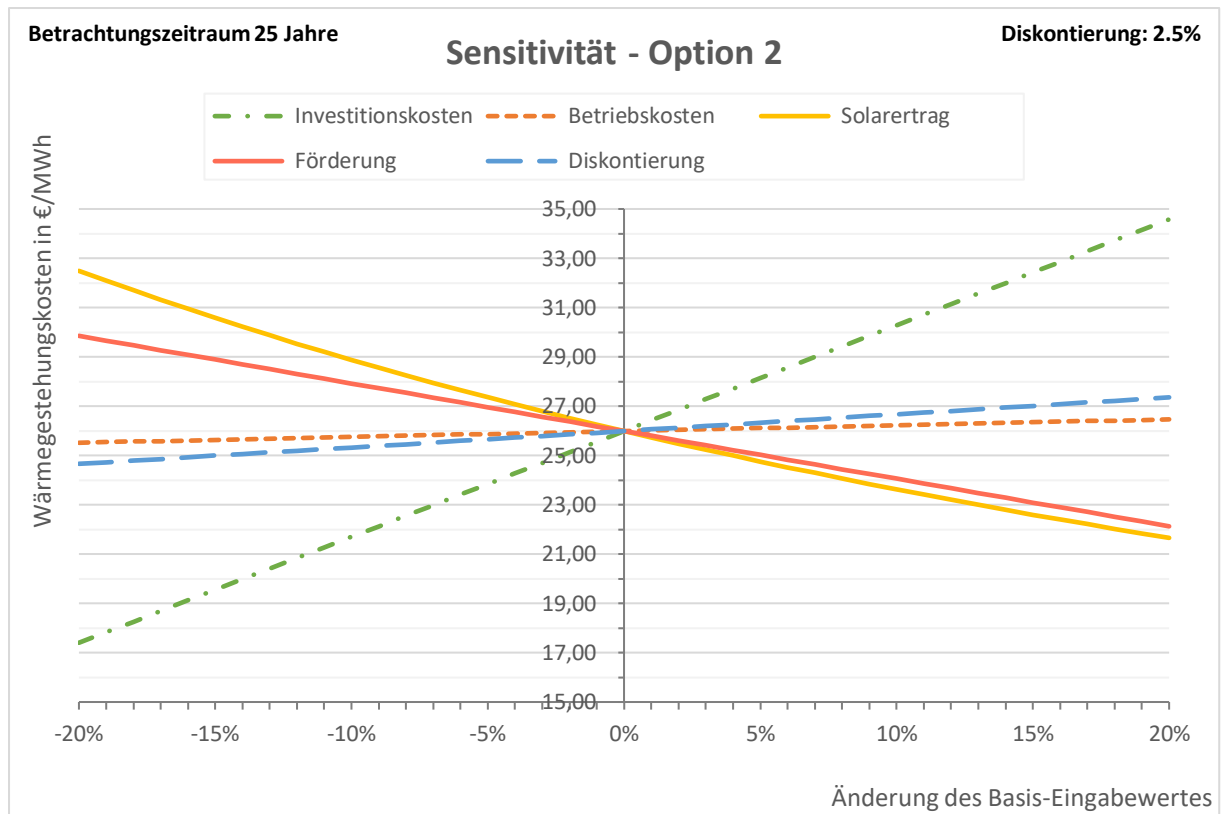


Abbildung 9: Sensitivitätsanalyse – Option 2

5. Projektkoordination und Dissemination

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie fanden zahlreiche Meetings statt, um Daten für die Simulation und Umsetzung des Vorhabens zu erheben. Des Weiteren wurden in den Meetings aufgetretene Herausforderungen besprochen und nach Lösungen gesucht. Zusätzlich haben auch einige Disseminierungsaktivitäten auf diversen Veranstaltungen stattgefunden.

Datum	Teilnehmer	Meeting	Inhalt
07.02.2018	SOLID, LEA	AP1 - Projektmanagement	Konkretisierung der Meilensteine, Arbeitsaufteilung
14.02.2018	SOLID, Energie Stmk	AP3-Systemanalyse; AP2 Rahmenbedingungen	Fernwärmesystem Analyse; Anforderungen & Rahmenbedingungen für Wirtschaftlichkeit
09.03.2018	SOLID, Energie Stmk, LEA, St	1. Stakeholdermeeting	Vorstellung des Projektes, Erstabstimmung verfügbarer Flächen
15.03.2018	SOLID, LEA	AP2 - Rahmenbedingungen; AP3 - Systemanalyse	Flächenverfügbarkeit & Abstimmung hydraulische Systemintegration
25.05.2018	SOLID, PlanEnergi	AP4-Energietechnische Szenarienrechnung	Erstellung Systemdesign, Webmeeting
04.06.2018	SOLID, PlanEnergi	AP4-Energietechnische Szenarienrechnung	Systemsimulation, Webinar
08.06.2018	SOLID	AP6-Dissemination; Leoben	Präsentation der Zwischenergebnisse
12.06.2018	SOLID	KPC Zwischenpräsentation	Präsentation der Zwischenergebnisse
22.06.2018	SOLID, PlanEnergi	AP4-Energietechnische Szenarienrechnung	Systemsimulation, Webinar
20.08.2018	SOLID, PlanEnergi	AP4-Energietechnische Szenarienrechnung	Feinabstimmung finale Anlagendimensionierung
14.09.2018	SOLID, Energie Stmk	2. Stakeholdermeeting	Präsentation der Endergebnisse
19.11.2018	SOLID, Energie Stmk	AP1 - Projektmanagement; AP5 Wirtschaftliche Szenarienrechnung	Präsentation der Zwischenergebnisse und Abstimmung des Business Case
29.11.2018	SOLID	Fernwärme Praxisforum AIT	Präsentation der Projektedaten als Teil einer Gesamtpräsentation über Big Solar Potential
15.01.2019	SOLID, Energie Stmk	AP1 - Projektmanagement	Vorstellung der Endergebnisse
11.03.2019	SOLID	Science Brunch	Präsentation der Endergebnisse

6. Ausblick

Einer der herausragendsten Ergebnisse des Leitprojekts waren, dass durch das Leitprojekt ein wirklicher Business Case entstanden ist (auf Grund der Rahmenbedingungen Wirtschaftlichkeit, Flächenverfügbarkeit, etc). Das bedeutet, dass SOLID mit Energie Steiermark in Verhandlungen steht und über eine mögliche Umsetzung spricht.

Des Weiteren konnte mit dem Leitprojekt bestätigt werden, dass Big Solar-Konzepte auch für kleinere Nahwärmenetze (ab 30 GWh/a) wie das von Feldbach technisch-wirtschaftlich umsetzbar sind und somit einen hohen Replikationspotenzial besitzt. Durch die Ergebnisse des Leitprojektes ist SOLID aktuell in der Bearbeitung weiterer Studien oder kurz vor ihrer Vorbereitung (e.g. Wörgl, AT; Gjakova, XK; Ratibor, PL; Pancevo; RS).