



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Cleantech

Schlussbericht 23. März 2017

Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen

Überarbeitete Version – Überarbeitungslog im Anhang



© Ritter XL Solar, Deutschland 2011



Datum: 23. März 2017

Ort: Rapperswil

Subventionsgeberin:

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das
Bundesamt für Energie BFE
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

und

Kanton St.Gallen
Baudepartement – Amt für Umwelt und Energie
Lämmisbrunnenstrasse 54
9001 St.Gallen
www.afu.sg.ch

Subventionsempfänger:

Hochschule für Technik Rapperswil, HSR
Institut für Solartechnik, SPF
Oberseestrasse 10
CH-9640/Rapperswil
www.spf.ch

Autoren:

Igor Mojic, Institut für Solartechnik, igor.mojic@spf.ch
Florian Ruesch, Institut für Solartechnik, florian.ruesch@spf.ch
Michel Haller, Institut für Solartechnik, michel.haller@spf.ch

BFE-Programmleitung: Yasmine Calisesi, yasmine.calisesi@bfe.admin.ch
BFE-Projektbegleitung: Men Wirz, men.wirz@bfe.admin.ch
BFE-Vertragsnummer: SI/501369-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Zusammenfassung

In Dänemark, Schweden, Deutschland und Österreich entstehen immer mehr Fernwärmenetze, welche als Wärmequelle grosse solarthermische Anlagen einbinden. Dabei werden in Dänemark zum Beispiel Wärmepreise unter 4 €-cts/kWh erreicht, was die Solarwärme gegenüber konventionellen Energieträgern konkurrenzfähig macht. Mit dieser Machbarkeitsstudie soll das Potenzial grosser solarthermischer Anlagen zur Unterstützung von Wärmenetzen im Kanton St.Gallen untersucht werden. Dazu wurden 43 Wärmeverbände im Kanton analysiert und deren Betreiber befragt. Davon waren acht Wärmeverbände gross genug und die Verantwortlichen aufgeschlossen gegenüber einer solarthermischen Wärmeproduktion. Für fünf Wärmenetze wurde eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse gemacht, sechs Kollektorhersteller lieferten dazu Offerten. Die Resultate dieser Machbarkeitsstudie sind vielversprechend: Die Solaren Wärmegestehungskosten liegen ohne Einrechnen von Subventionen je nach Wärmenetz und Offertsteller zwischen 6.2 und 15.8 Rp/kWh. Unter Annahme einer Subvention gemäss harmonisiertem Fördermodell der Kantone (HFM) sinken diese Kosten auf 2.6 – 12 Rp/kWh.

Résumé

De plus en plus de réseaux de chaleur intégrant en tant que source de chaleur de grosses installations solaires thermiques apparaissent au Danemark, en Suède, en Allemagne et en Autriche. De telles installations permettent d'atteindre des prix inférieurs à 4 ct€/kWh au Danemark par exemple, rendant le solaire thermique concurrentiel face à des sources d'énergie conventionnelles. Cette étude de faisabilité a pour but d'analyser le potentiel de grandes installations solaires thermiques dédiées au soutien des réseaux de chaleur dans le canton de St. Gall. Pour ce faire, 43 réseaux de chaleur du canton ont été examinés et leurs exploitants respectifs consultés. Huit de ces réseaux de chaleur sont suffisamment grands et leurs responsables ouverts au solaire thermique en tant que source de chaleur. Des analyses de cout/bénéfice détaillées ont été effectuées pour cinq de ces réseaux de chauffage; pour ces installations les devis de six différents fabricants de collecteurs ont été comparés.

Les résultats de cette étude de faisabilité sont prometteurs : hors subvention, les coûts de production de chaleur varient entre 6.2 et 15.8 ct/kWh selon le réseau de chaleur considéré et le fournisseur de panneaux solaire thermiques. Dans l'hypothèse d'une subvention selon le modèle d'encouragement harmonisé des cantons (ModEnHa), cette fourchette de prix est réduite à 2.6 - 12 ct/kWh.

Abstract

In Denmark, Sweden, Germany and Austria the amount of solar district heating networks is increasing. In Denmark they reach heat production costs under 4 €-cts/kWh. In this study the potential for solar thermal plants in combination with district heating is analyzed for the canton of St.Gallen. For this purpose, 43 district heating plants were analyzed regarding their energetic potential and the affinity of the operator. For five of them, a cost-benefit analysis has been carried out with offers from six different collector manufacturers. The results are promising: without subsidies, depending on the offer and the district heating network, solar thermal feed-in prices of 6.2 to 15.8 Rp/kWh could be reached. However, with subsidies according to the harmonized subsidy scheme of the cantons, much lower prices from 2.6 to 12 Rp/kWh could be reached.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	4
Ausgangslage	5
Vorgehen	6
1.1. Auswahl der Wärmenetze	6
1.1.1. Datenpool.....	6
1.1.2. Kriterienkatalog	6
1.2. Berechnungsgrundlagen	7
1.2.1. Kollektordaten	7
1.2.2. Abschätzung des Sommerbedarfs.....	7
1.2.3. Solarertrag	8
1.2.4. Wirtschaftlichkeitsrechnung	9
Ergebnisse	11
1.3. Übersicht der in St.Gallen geförderten Wärmeverbände	11
1.3.1. Datenbeschaffung (Phase 1)	11
1.3.2. Auswertung des solaren Potenzials (Phase 2)	11
1.4. Vertiefte Untersuchung von fünf Wärmeverbänden (Phase 3)	14
1.4.1. Wärmeverbund Thal	14
1.4.2. Wärmeverbund Gommiswald.....	19
1.4.3. Wärmeverbund Wattwil	24
1.4.4. Wärmeverbund Altstätten	29
1.4.5. Wärmeverbund Waldkirch.....	33
1.4.6. Übersicht aller Wärmeverbände	37
1.5. Weiterführende Untersuchungen	39
1.5.1. Freiflächenanlagen	39
1.5.2. Einfluss des Standortes – Berechnung mit anderen Klimadaten	42
1.5.3. Einfluss von ökonomischen Annahmen auf die Wärmegestehungskosten.....	46
Diskussion	48
Schlussfolgerung	50
Empfehlungen	50
Weiteres Vorgehen.....	51
Referenzen	52
Dank	53
Anhang	54



Ausgangslage

Fernwärme gewinnt in der Schweiz immer mehr an Bedeutung. Die Wärmeversorgung von privaten Haushalten durch Fernwärme hat sich, bezogen auf die Energiebezugsfläche, ausgehend vom Jahr 2000 bis zum Jahr 2015 um 85% erhöht. Auf die Fernwärme entfallen aktuell rund 5% des Raumwärmeverbrauchs [1]. Heute wird immer noch ca. 30% der Fernwärme durch fossile Energieträger bereitgestellt [2]. Das Interesse an Fernwärme ist jedoch nicht nur in der Schweiz gewachsen, sondern auch in der Europäischen Union. Dies zeigt sich vor allem im Förderprogramm von Horizon 2020: es wird deutlich mehr Geld für die Entwicklung und Demonstration innovativer Fernwärmekonzepte veranschlagt als in den früheren EU-Forschungsprogrammen [3].

Mit dem Weissbuch Fernwärme [4] wurde das Potenzial der Fernwärme in der Schweiz untersucht. Die Studie zeigt, dass bis zu 38% des gesamtschweizerischen Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser mit Nah- und Fernwärme wirtschaftlich abgedeckt werden könnte. Um den Anteil erneuerbarer Energien in Fernwärmenetzen zu erhöhen, wurden unterschiedliche Lösungen untersucht und präsentiert. Leider wurde in der Studie die Möglichkeit der Einbindung von Solarthermie in Fernwärmenetze nicht in Betracht gezogen.

Die nordischen Länder wie Schweden und Dänemark, aber auch Deutschland, zeigen mit verschiedenen umgesetzten Beispielen, dass die Solarwärme in Kombination mit Fernwärme nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich umsetzbar ist. Gesamthaft sind in Europa etwa 120 Solarthermie-Anlagen mit über 500 m² Kollektorfläche an einen Wärmeverbund angeschlossen [5]. In der Schweiz sind uns mit Ausnahme von Prozesswärmeanlagen keine Anlagen mit abgedeckten Kollektoren in dieser Gröszenordnung bekannt. In Dänemark erleben solar unterstützte Fernwärmenetze einen regelrechten Boom. In den letzten 10 Jahren wurden über 500'000 m² thermische Kollektoren installiert und ebenso viele sind momentan in der Planung [6]. Diese grossen solarthermischen Freiflächenanlagen können wirtschaftlich konkurrenzfähige Wärmepreise unter 4 € cts/kWh erreichen.

Ziele der Machbarkeitsstudie

Mit der „Machbarkeitsstudie solarunterstützte Wärmenetze im Kanton St.Gallen“ soll untersucht werden, ob auch in der Schweiz bestehende und neue Wärmeverbünde wirtschaftlich mit Solarthermie-Anlagen ergänzt werden können. Konkret sollen alle vom Kanton St.Gallen geförderten Wärmeverbünde (43) auf ihre Tauglichkeit einer Solareinbindung analysiert werden. Davon sollen die fünf interessantesten Wärmeverbünde genauer im Hinblick auf eine Machbarkeit und das Kosten-Nutzen Verhältnis untersucht werden.

Neben den Standorten im Kanton St.Gallen, sollen zwei ausgewählte Netze an weiteren Standorten in der Schweiz untersucht werden.



Vorgehen

1.1. Auswahl der Wärmenetze

Das Vorgehen wurde in drei Phasen aufgeteilt:

- Phase 1: Grobanalyse von vorhandenen Daten, welche aus dem Internet oder über die Energieagentur St.Gallen ermittelt werden konnten. In einer ersten Selektion wurden Anlagen mit fehlendem Sommerbedarf aussortiert und nur die für Solarwärme „interessanten“ Wärmeverbünde selektiert.
- Phase 2: Die Betreiber der verbleibenden Anlagen aus Phase 1 wurden telefonisch und per E-Mail kontaktiert und zu ihrem Wärmeverbund befragt. Durch die gewonnenen Daten konnten die Wärmenetze auf ihr Potenzial für eine solare Einbindung besser bewertet werden. Zusätzlich wurde das Interesse der Betreiber an einer solarthermischen Ergänzung ihrer Netze abgeklärt.
- Phase 3: Auf Grund der Ergebnisse aus Phase 2 wurden fünf für die Solarwärme besonders interessante Wärmeverbünde im Detail untersucht. Dazu wurden die technische Machbarkeit, eine detailliertere Ertragsberechnung und eine wirtschaftliche Analyse durchgeführt.

1.1.1. Datenpool

Die Kontaktdaten von 43 Wärmeverbänden wurden durch die Energieagentur St.Gallen zur Verfügung gestellt. Dabei beschränkt sich der Datenpool nur auf Wärmeverbände, welche von der Energieagentur St.Gallen Förderbeiträge erhalten haben, und somit registriert sind. Von diesen 43 Wärmenetzen konnten neun direkt aus der Studie ausgeschlossen werden, da diese den Sommerbedarf vor allem durch Abwärmenutzung decken. Dies sind zum Beispiel Fernwärmenetze, welche an Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) angeschlossen sind.

1.1.2. Kriterienkatalog

Für die Befragung der Wärmenetzbetreiber wurde ein Fragenkatalog erstellt, welcher nach einem telefonischen Vorgespräch an die Betreiber per E-Mail verschickt wurde. Dieser sogenannte Kriterienkatalog diente der Abklärung der Sinnhaftigkeit und Machbarkeit einer solaren Unterstützung und bestand aus folgenden Kernfragen:

- Welche Energieträger werden genutzt und wie hoch ist jeweils die Wärmeleistung des Wärmeerzeugers?
- Wie gross ist der jährliche Wärmebedarf?
- Wie gross ist der Sommerbedarf (Juni-September) des Netzes?
- Wofür wird die Fernwärme genutzt? (Warmwasser, Heizungswärme, Prozesswärme)
- Was ist die Vor- und Rücklauftemperatur des Netzes?
- Welche Grösse haben die bestehenden Speicher?

- Wie aufgeschlossen ist der Betreiber für eine Einbindung von Solarwärme in das Netz?
- Welche Trassenlänge hat das Fernwärmenetz?
- Wie sieht der Netzplan aus?

1.2. Berechnungsgrundlagen

1.2.1. Kollektordaten

Verschiedene Kollektorhersteller wurden angefragt bei dieser Studie teilzunehmen. Insgesamt haben sich sechs Hersteller für eine Teilnahme bereit erklärt. Die Hälfte der teilnehmenden Hersteller bieten Vakuumröhrenkollektoren (VRK) an und die andere Hälfte Flachkollektoren (FK). Neben Schweizer Kollektorherstellern wurden auch ausländische Anbieter berücksichtigt, da diese zum Teil grosse Erfahrung im Bereich der solaren Fernwärme haben. Die Hersteller werden im gesamten Bericht nur anonymisiert dargestellt. Die Tabelle 1 fasst die genutzten Kollektordaten zusammen.

	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6
Kollektorart	VRK	VRK	VRK	FK	FK	FK
Brutto Länge [m]	2.43	1.7	1.95	5.96	2.07	6.158
Brutto Breite [m]	2.03	1.25	1.42	2.27	1.21	2.591
Bruttofläche [m²]	4.94	2.13	2.77	13.53	2.51	15.96
Aperturfläche [m²]	4.5	1.72	2.16	12.6	2.33	14.83
η_0 [-]	0.587	0.617	0.599	0.786	0.789	0.812
α_1 [W/m²K]	0.682	0.83	1.061	2.965	3.49	2.94
α_2 [W/m²K²]	0.005	0.0043	0.0041	0.009	0.0091	0.0091
η_1 [-]¹	0.544	0.568	0.539	0.625	0.603	0.652

Tabelle 1: Kollektordaten von verschiedenen Herstellern mit Kollektorwirkungsgraddaten bezogen auf die Brutto-Kollektorfläche, VRK = Vakuumröhrenkollektor, FK = Flachkollektor

1.2.2. Abschätzung des Sommerbedarfs

Da in der ersten Phase der Datenbeschaffung nicht für alle Wärmenetze der Jahresverlauf des Wärmebedarfs ermittelt werden konnte, wurden zwei typische Profile generiert. Diese zwei Profile wurden auf Basis von Netzen mit bekanntem Jahresverlauf erstellt. Ein Profil mit „normalem Sommerbedarf“ entspricht einer typischen Nutzung für Raumwärme und Warmwasser. Zusätzlich wurde ein Profil mit „hohem Sommerbedarf“, repräsentativ für ein Netz mit Versorgung von Industrie oder anderen Abnehmern grösserer Wärmemengen im Sommer, erstellt. Die beiden Profile sind in der Abbildung 1 aufgeführt. In Abhängigkeit der vorhandenen Informationen zu den angeschlossenen Gebäuden oder einer vorhandenen Quartalsabrechnung des Netzbetreibers wurde der Jahresverlauf des Wärmebezugs mit Hilfe dieser Profile abgeschätzt.

¹ Kollektorwirkungsgrad bei 1000 W/m² Einstrahlung und einer mittleren Temperaturdifferenz von 47.5°C, Aussenlufttemperatur = 20°C, mittlere Fluidtemperatur = 67.5°C (wird zur Bestimmung der Kollektor-Peakleistung verwendet)

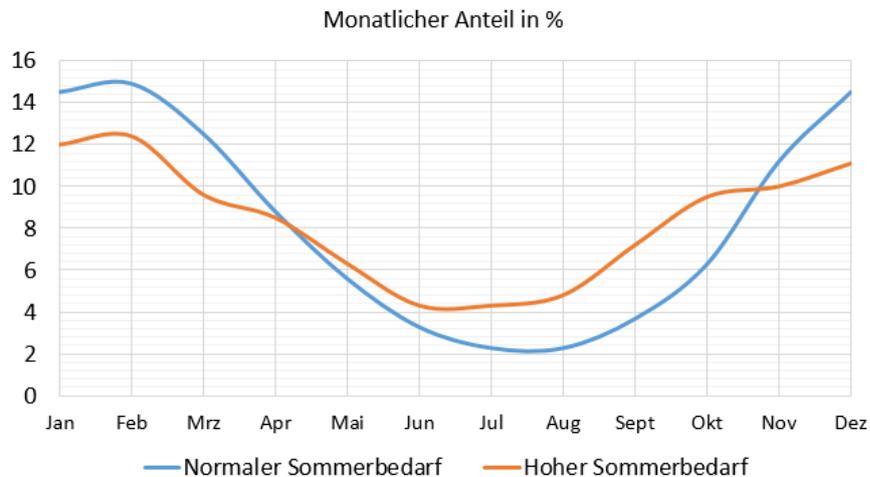


Abbildung 1: Theoretische Wärmelastprofile welche angewendet wurden bei fehlenden Daten. Monatlicher Anteil an der Gesamtwärme Produktion.

1.2.3. Solarertrag

In der **Phase 2** wurde für die erste Abschätzung des solaren Potenzials der Wärmenetze die Software Polysun 9.0 verwendet. Dazu wurde für die verschiedenen Kollektoren der Bruttowärmeertrag ermittelt. Folgende Randbedingungen wurden dafür angenommen:

- Die Neigung der Kollektoren betrug 45°, mit einer Ausrichtung nach Süden.
- In einer ersten Näherung wurden die Klimadaten von Mogelsberg verwendet, da die Unterschiede in den Klimata der einzelnen Standorte relativ gering sind.
- Die Erträge wurden für eine mittlere Fluidtemperatur von 60°C und 80°C ermittelt. Für Temperaturen zwischen diesen beiden Werten, wurde der Bruttowärmeertrag linear interpoliert. Für die meisten Wärmenetze waren die Vor- und Rücklauftemperaturen bekannt.
- Ideale Speicherung (Bruttowärmeertrag)

Für die **Phase 3**, in welcher fünf ausgewählte Netze vertieft untersucht wurden, wurden folgende Randbedingungen und Methoden angewendet:

- Berechnung der Netztemperatur/Speichertemperatur und des solaren Ertrages auf Stundenbasis
- Für jede Anlage wurden typische Wetterdaten für den spezifischen Standort verwendet (Polysun Stundenwerte).
- Ausrichtung der Kollektoren nach Gebäudeorientierung oder anderen standortbedingten Gegebenheiten

- Der Anstellwinkel wurde bei einem Flachdachaufbau mit 45° angenommen, bei Schrägdächern wurde minimal der Winkel der entsprechenden Dachneigung verwendet².
- Bei Aufständigung auf Flachdächern oder auf einem Grundstück wurde der Kollektorreihenabstand mitberücksichtigt, die Berechnung erfolgte nach [8].
- Der monatlich bekannte Wärmebedarf des Wärmeverbundes wurde in den Wintermonaten in Abhängigkeit der Aussentemperatur auf Stundenwerte reduziert.
- Für die Sommermonate wurden nach einem Tagesprofil für Warmwasser aus der VDI 6002 [6] Stundenwerte errechnet (siehe Abbildung 2).
- Die Kapazität der vorhandenen Speicher und des Netzes wurden in den Berechnungen als Einknotenmodell mitberücksichtigt. Dabei wurde angenommen, dass bei genügend Solareinstrahlung die Netztemperatur erhöht und somit das Netz als zusätzlicher Speicher genutzt werden kann.
- Die definitive Kollektorfeldgrösse wurde jeweils so ausgelegt, dass die Netz- und Speichertemperatur mit den bestehenden Speichern nicht über 100 °C steigt. Damit wird verhindert, dass die Kollektoren in Stagnation gehen, was wiederum die Lebensdauer erhöht und die Unterhaltskosten senkt.

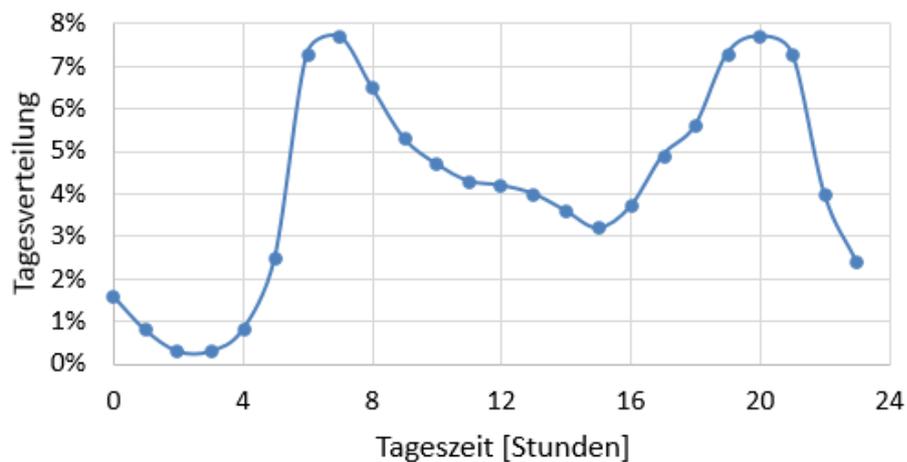


Abbildung 2: Verteilung des Warmwasserwärmebedarfs über 24 Stunden.

1.2.4. Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Berechnung der spezifischen Wärmekosten ($K_{\text{Energie, spez.}}$) basiert auf den in diesem Kapitel vorgestellten Formeln. Dabei wurden zum Teil auch Annahmen getroffen, welche auf Erfahrung der Kollektorhersteller basieren (in den Formeln rot markierte Zahlen). Für die Amortisationszeit wurden 25 Jahre angenommen, dieser hohe Wert wird damit begründet, dass die Solarthermie heute eine sehr ausgereifte Technologie ist und für mehr als 25 Jahre effizient betrieben werden kann.

² www.sonnendach.ch, Zugriff November 2016



$$K_{\text{Energie, spez.}} = \frac{\alpha \cdot K_{\text{Inv}} + \beta_{\text{Unt}} \cdot K_{\text{Inv}} + K_{\text{el}} + K_{\text{Dach}}}{Q_{\text{Koll}} \cdot 100000}, \quad \left[\frac{\text{Rp}}{\text{kWh}} \right]$$

$$\alpha = \text{Annuität} = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}, \quad [\%]$$

$$K_{\text{Inv}} = \text{Investitionskosten} = K_{\text{SP}} + K_{\text{Anl}} + K_{\text{Land}} - K_{\text{Sub}}, [\text{Fr}]$$

$$K_{\text{SP}} = \text{Speicherkosten} = K_{\text{SP, spez.}} \cdot V_{\text{SP}}, [\text{Fr}]$$

$$K_{\text{el.}} = \text{Stromkosten} = Q_{\text{Koll}} \cdot 0.5\% \cdot 1000 \cdot K_{\text{el, spez.}}, [\text{Fr}]$$

mit:

$$Q_{\text{Koll}} = \text{Kollektorertrag}, \quad [\text{MWh/a}]$$

$$\beta_{\text{Unt}} = \text{Unterhaltskostenanteil} = 1, \quad [\%]$$

$$i = \text{Zinssatz} = 3 \text{ [9]}, \quad [\%]$$

$$n = \text{Amortisationszeit} = 25, \quad [\text{a}]$$

$$K_{\text{el, spez.}} = \text{Strompreis} = 16.5, \quad [\text{Rp/kWh}]$$

$$K_{\text{Dach}} = \text{Dachmiete oder Landmiete}, \quad [\text{Fr/a}]$$

$$K_{\text{SP, spez.}} = \text{Spezifische Speicherkosten} = 800^3, \quad [\text{Fr/m}^3]$$

$$V_{\text{SP}} = \text{Speichervolumen des zusätzlichen Speichers}, \quad [\text{m}^3]$$

$$K_{\text{Anl}} = \text{Anlagenkosten inkl. Montage}, \quad [\text{Fr}]$$

$$K_{\text{Land}} = \text{Kosten für Landerwerb}, \quad [\text{Fr}]$$

$$K_{\text{Sub}} = \text{Subventionen}, \quad [\text{Fr}]$$

Für Varianten die mit Subventionen gerechnet wurden, wurde auf das harmonisierte Fördermodell der Kantone (HFM 2015) abgestützt [10]:

$$K_{\text{Sub}} = \text{Subventionen} = 1200 + 500 \cdot P_{\text{Koll, peak}}, \quad [\text{Fr}]$$

Die sogenannte Kollektor-Peakleistung wird folgendermassen bestimmt:

$$P_{\text{Koll, peak}} = E_{\text{sol}} \cdot A_{\text{Koll, Brutto}} \cdot \eta_1 \quad [\text{kW}]$$

$$E_{\text{sol}} = 1000 \text{ [W]}$$

Die Werte für η_1 sind in der Tabelle 1 für alle sechs Kollektoren aufgeführt.

³ Für Speichergrossen zwischen 50 m³ und 100 m³ fertig montiert und installiert (Quelle: Hersteller 1).
10/55

Ergebnisse

1.3. Übersicht der in St.Gallen geförderten Wärmeverbände

1.3.1. Datenbeschaffung (Phase 1)

Die Energieagentur St.Gallen konnte für diese Studie Kontaktdaten von 43 in St.Gallen geförderten Wärmeverbänden bereitstellen. Neun dieser Wärmeverbände wurden bereits in Phase 1 ausgeschlossen, da diese entweder über eine KVA gespeist werden (Abwärmenutzung) oder eine Sommerdeckung durch Solarwärme aus anderen Gründen unvorteilhaft für die Betreiber wäre. Für die zweite Phase konnten 34 Netzbetreiber ermittelt werden, bei denen das Potenzial einer solaren Einbindung über eine Befragung eruiert wurde. Von diesen sagten drei Betreiber schon beim ersten telefonischen Gespräch ab. Gründe dafür waren Zeitmangel und wenig Interesse für das Thema. Neun Betreiber hatten den Fragebogen per E-Mail auch nach telefonisch positiver Rückmeldung nicht beantwortet, und fünf weitere Wärmenetze konnten durch das telefonisch geführte Gespräch ausgeschlossen werden. Grundsätzlich war das Interesse gross bei den Befragten bezüglich der Solarenergienutzung, jedoch haben viele die Solarenergie gleich mit Photovoltaikanlagen verknüpft, obwohl bei den Gesprächen und Korrespondenzen darauf geachtet wurde, immer von Solarwärme zu sprechen. In der Tabelle 2 sind die Rückmeldungen der Betreiber pro Projektphase zusammengefasst.

	Total	Teilnahme abgesagt	Keine Rückmeldung	Wärmeverbund nicht geeignet	Vertiefte Betrachtung sinnvoll
Phase 1 – Daten Energieagentur	43	-	-	9	34
Phase 2 – Betreiber kontaktiert	34	3	9	5	17
Phase 3 - Vertiefte Untersuchung	17	2	5	2	8

Tabelle 2: Zusammenfassung der Rückmeldungen der Wärmenetzbetreiber

1.3.2. Auswertung des solaren Potenzials (Phase 2)

In der Phase zwei wurden 17 Wärmeverbände mit einfachen Brutto-Ertragsrechnungen auf ihr solares Potenzial vereinfacht untersucht. In dieser Phase wurde nicht beachtet, wieviel Dachfläche oder Landfläche für die Solaranlage vorhanden ist. Der Fokus lag darin, die Kollektorfeldgrösse rein nach energetischen Auslegungspunkten zu bestimmen. Deshalb wurde die Kollektorfläche so dimensioniert, dass der tiefste Wärmebedarf (Sommer) gerade mit der Solaranlage gedeckt werden konnte. Diese Berechnung wurde für alle 17 Wärmenetze mit sechs verschiedenen Kollektoren durchgeführt. Abbildung 3 zeigt beispielhaft für den Wärmeverbund Thal den Wärmebedarf und den solaren Ertrag für den Flachkollektor vom Hersteller 5.

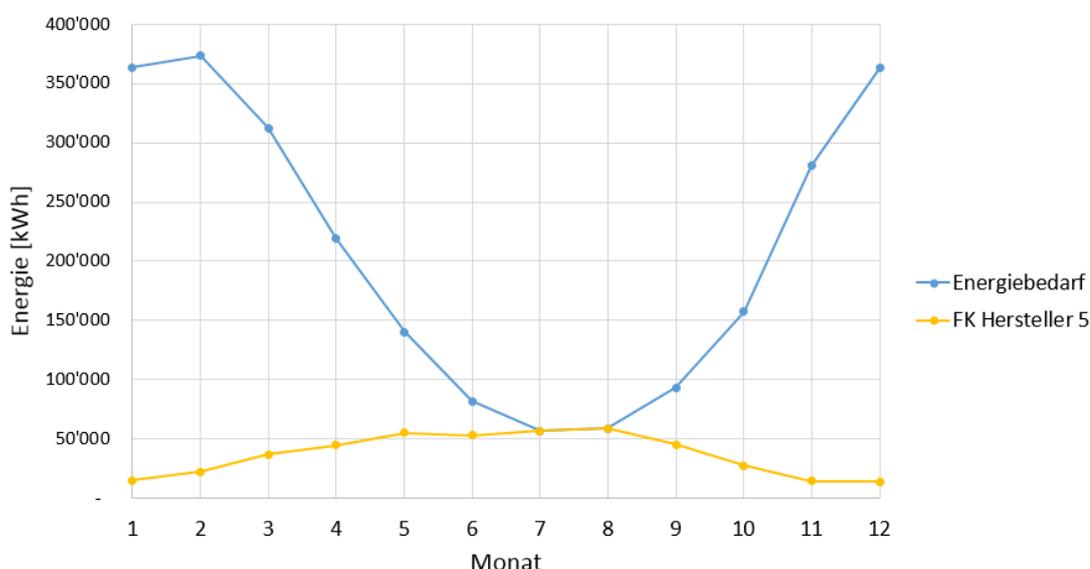


Abbildung 3: Wärmebedarf des WV Thal und der solare Brutto-Wärmeertrag für den Flachkollektor des Herstellers 5.

In Abbildung 4 sind die resultierenden Wärmemengen und solaren Jahresdeckungsgrade für alle 17 Netze zusammengefasst. Je nach Wärmeverbund und dessen Sommerbedarf variiert der solare Deckungsgrad zwischen 10 und 32%. Die Auswertung zeigt, dass der Grossteil der Wärmenetze eher klein ist mit maximal 2500 MWh/a, was jedoch keinen Einfluss auf die Solardeckung hat. Die Kollektorfeldgrösse hängt direkt mit dem Wärmebedarf im Sommer zusammen, (Abbildung 5). Auf Grund dieser Auswertungen wurden für die Phase 3 fünf Wärmenetze ausgewählt, in welchen potenziell 500 m² oder mehr solarthermische Kollektoren installiert werden können. Obwohl die Wärmeverbünde Innoholz und HEZT sehr gross sind, wurden diese nicht in die engere Auswahl genommen. Innoholz ist, wie es der Name schon sagt, ein Holzverarbeitungsbetrieb, welcher die Holzabfälle auch im Sommer verbrennen muss, so dass kein Bedarf zur solaren Deckung besteht, und der Wärmeverbund HEZT betreibt eine ORC Anlage, welche auch im Sommer den produzierten Strom gewinnbringend verkaufen kann. Im Gegensatz dazu wird die ORC Anlage in Wittenbach im Sommer kaum betrieben, was wiederum die Nutzung von Solarwärme in dieser Zeit sinnvoll macht.

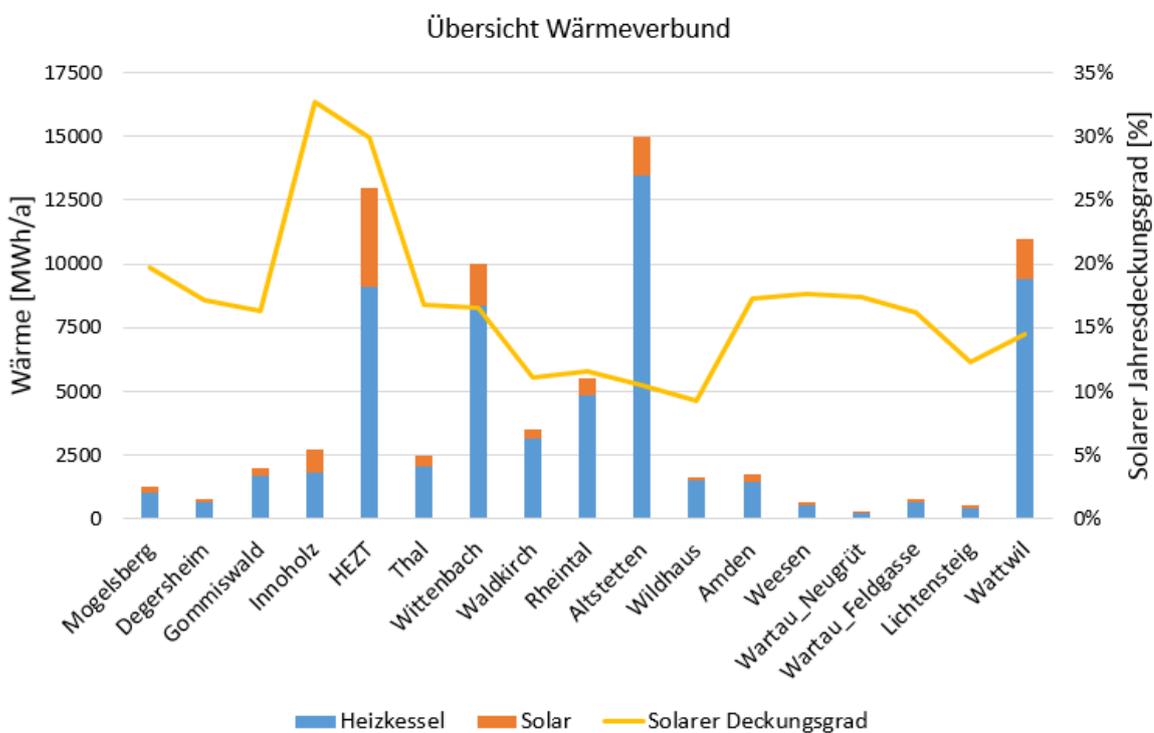


Abbildung 4: Übersicht der Wärmenetze aus Phase 2 mit erster Abschätzung der möglichen Solardeckung. Der Solarertrag wurde mit dem Flachkollektor des Herstellers 5 berechnet.

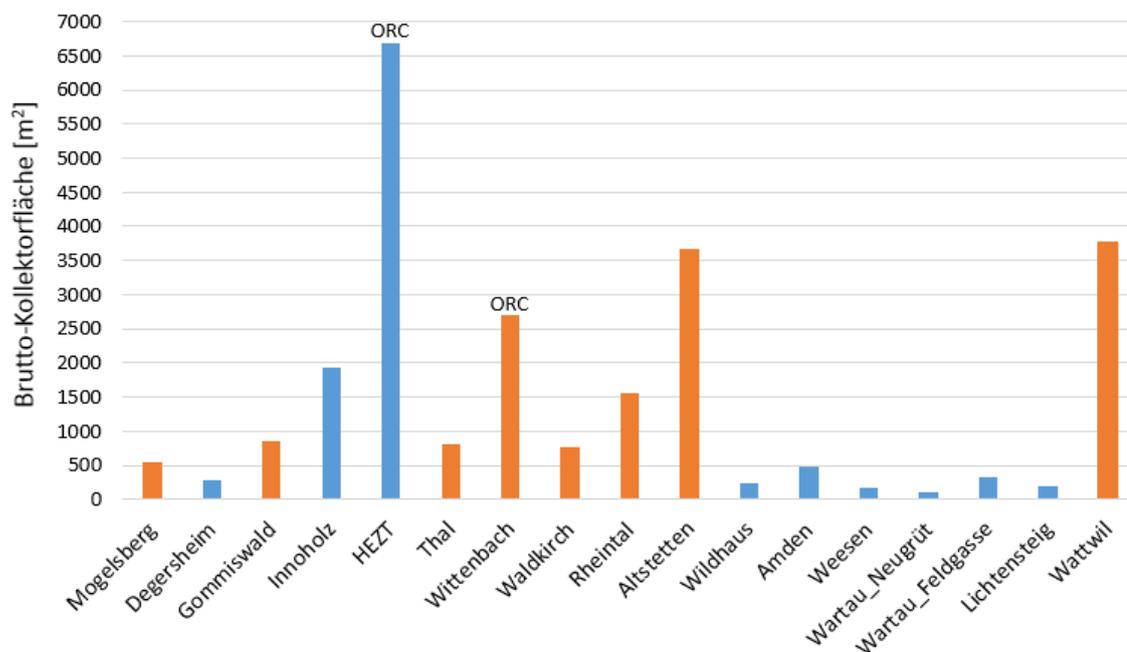


Abbildung 5: Abgeschätzte Brutto-Kollektorfläche für verschiedene Wärmeverbünde. Die Abschätzung wurde mit dem Flachkollektor des Herstellers 5 durchgeführt.



1.4. Vertiefte Untersuchung von fünf Wärmeverbänden (Phase 3)

Die Wahl für die Phase 3 wurde auf die Wärmeverbände Thal, Gommiswald, Wattwil, Altstätten und Waldkirch gelegt. Der Wärmeverbund Mogelsberg wurde als kleinstes Netz der übriggebliebenen acht nicht mehr vertieft betrachtet und der Wärmeverbund Rheintal hat einen hohen Anteil an Abwärmenutzung aus der Industrie im Sommer. Der Wärmeverbund Wittenbach wurde im Kapitel 1.5.1 bezüglich Freiflächennutzung genauer untersucht.

1.4.1. Wärmeverbund Thal

Standortpotenzial

Der Wärmeverbund Thal, welcher der gleichnamigen Gemeinde gehört, wurde im Jahr 2011 in Betrieb genommen. Der Wärmeverbund liegt zentral in der Gemeinde und versorgt primär öffentliche Gebäude wie das Rathaus, Feuerwehrdepot, Schulhäuser und Altersheime. Gleichzeitig sind und werden vermehrt auch private Gebäude angeschlossen, wie Gewerbebetriebe, Restaurants und Wohnbauten. In der Tabelle 3 sind die wichtigsten technischen Parameter, welche zur Berechnung der Solareinbindung verwendet wurden, zusammengefasst.

Wärmeverbund Thal		
Energieträger 1	Holz (90%)	
Energieträger 2	Erdgas (10%)	
Vorlauftemperatur Sommer	65	°C
Vorlauftemperatur Winter	80	°C
Rücklauftemperatur	50	°C
Speichergösse Tank	20'000	Liter
Speichergösse Leitungen	ca. 10'210	Liter

Tabelle 3: Berechnungsannahmen für den WV Thal

Die Heizzentrale des Wärmeverbundes Thal wird von zwei Satteldächern abgedeckt. Das Gebäude hat eine leichte Süd-Ost Ausrichtung (+25°). Die Dachneigung ist sehr gering mit geschätzten 11° (www.sonnendach.ch). Aus diesem Grund wurde angenommen, dass die Kollektoren mindestens mit einem Neigungswinkel von 25° aufgeständert werden. Die Solaranlage wurde auf zwei Felder aufgeteilt (siehe Abbildung 6), mit der ersten Priorität für Feld 1 und der zweiten Priorität für Feld 2. Die Tabelle 4 fasst alle Randbedingung der verwendeten Dachflächen zusammen.



Abbildung 6: Links: Standort der Heizzentrale (HZ) des WV Thal, Googlemaps Ausschnitt. Rechts: Bezeichnung der verwendeten Dachflächen, Ausschnitt aus www.sonnendach.ch⁴

	Feld 1	Feld 2
Dachneigung [°]	ca. 11	ca. 11
Anstellwinkel [°]	25	25
Ausrichtung [°], 0° = Süd, -90° = West, +90° = Ost	25	25
Montageart	Aufständigung	Aufständigung
Dachfläche [m²]	352	221
Länge [m]	47	34
Breite [m]	7.5	6.5

Tabelle 4: Zusammenfassung der Informationen zu den einzelnen Dachflächen für den WV Thal

Energetisches Potenzial

Die berechnete Kollektorfeldgrösse für die verschiedenen Kollektortypen ist in Tabelle 5 zusammen gefasst. Der Solaranteil variiert zwischen 9% und 11%, je nach Kollektortyp. Der Kesselbetrieb kann durch den Einsatz von Vakuumröhrenkollektoren an ca. 5 Tagen komplett durch die Solarkollektoren ersetzt werden. Das nutzbare Dachpotenzial in der Nähe der Heizzentrale ist sehr gross und könnte bei einem Ausbau der Solaranlage eventuell zusätzlich genutzt werden, was jedoch bedingt, dass die Speicherkapazitäten vergrössert werden müssten. Im Falle des Herstellers 1 bedarf es für eine Erhöhung des Solaranteils von 11% auf 16% einer Speichererweiterung um 80 m³ für eine zusätzlichen Brutto-Kollektorfläche von 195 m² (+42%).

⁴ Reproduziert mit Bewilligung von swisstopo (BA17007)



	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6
Kollektortyp	VRK	VRK	VRK	FK	FK	FK
Feld 1: Brutto-Kollektorfläche [m²]	341	315	274	284	286	223
Feld 2: Brutto-Kollektorfläche [m²]	124	128	200	135	179	160
Kollektorfläche Total [m²]	465	443	474	419	465	383
Solarertrag [MWh]	271	266	260	218	218	211
Wärme Total [MWh] (inkl. Verluste)	2'483					
Anteil Solar	11%	11%	10%	9%	9%	9%
Tage ohne Kesselbetrieb	5	5	5	2	4	0

Tabelle 5: Kollektorfeldgrössen und Ertragsrechnung für verschiedene Kollektorarten für den WV Thal.

Der Wärmeverbund Thal verwendet Gas vor allem in den Sommermonaten, da der Sommerbedarf gering ist und einen effizienten Betrieb des Holzkessels nicht erlaubt. In den nachfolgenden Berechnungen wurde vereinfacht angenommen, dass der Gasbedarf zu 100% in den Monaten Juli bis August anfällt. Der Solarertrag beträgt in diesen Monaten für den Kollektor des Herstellers 1 etwa 110.8 MWh. Dieser Solarertrag reduziert den Gasbedarf in den genannten Monaten, verbessert wesentlich die nicht erneuerbare Primärenergiebilanz und reduziert die Treibhausgasemissionen. Die Resultate sind in der Tabelle 6 zusammengefasst.

	ohne Solar	mit Solar	
Energieträger 1 (Holz)	2234.7	2074.5	MWh
Energieträger 2 (Gas)	248.3	137.5	MWh
Solarertrag (Juni – August)	-	110.8	MWh
Solarertrag Rest	-	160.2	MWh
nicht erneuerbare Primärenergie	511	381 (-26%)	MWh
Treibhausgasemissionen	107	78 (-26%)	Tonnen

Tabelle 6: Berechnungen des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs und der Treibhausgasemissionen für den WV Thal. Solarertrag berechnet für den Kollektor des Herstellers 1.

Wirtschaftlichkeit

Sechs verschiedene Angebote wurden für den Wärmeverbund Thal erstellt. Die totalen Investitionskosten sind in der Tabelle 7 zusammengefasst. Das günstigste Angebot ist um einen Faktor 3.2 günstiger als das teuerste Angebot. Ein deutlicher Preisunterschied ist zwischen den Vakuumröhrenkollektor-Anbietern und den Flachkollektor-Anbietern zu sehen. In Abbildung 7 ist die Aufteilung der Kosten grafisch dargestellt für die Offerte des Herstellers 1.

	Kollektortyp	Total Kosten		Peak Leistung	
Hersteller 1	VRK	537'568	CHF	253	kW
Hersteller 2	VRK	512'750	CHF	252	kW
Hersteller 3	VRK	740'625	CHF	256	kW
Hersteller 4	FK	338'282	CHF	262	kW
Hersteller 5	FK	390'142	CHF	280	kW
Hersteller 6	FK	226'788	CHF	250	kW

Tabelle 7: Investitionskosten verschiedener Hersteller für den WV Thal.

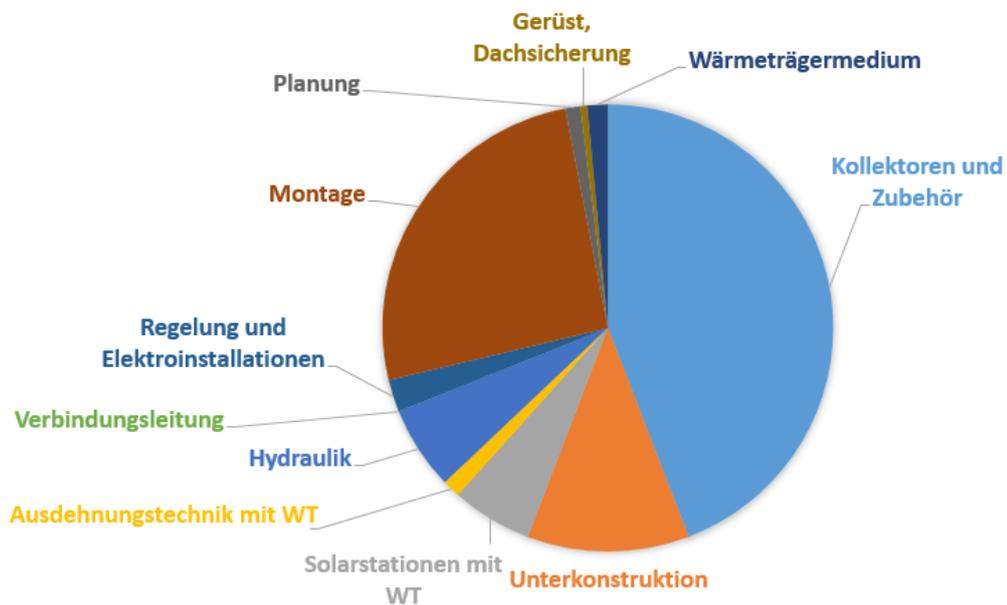


Abbildung 7: Aufteilung der Investitionskosten für den WV Thal berechnet aus der Offerte des Herstellers 1.

In Abbildung 8 sind die Wärmegestehungskosten für die verschiedenen Hersteller, bezogen auf die Brutto-Kollektorfläche, dargestellt. Auch wenn die Vakuumröhrenkollektoren einen grösseren Solaretrag aufweisen, können dadurch die Mehrkosten bei der Investition nicht kompensiert werden. Alle drei Flachkollektoren schneiden bezüglich den spezifischen Kosten besser ab. Die Wärmepreise kommen ohne Subventionen zwischen 7.3 Rp/kWh und 16.4 Rp/kWh zu stehen. Im Vergleich dazu sind die



Preis bei Vakuumröhrenkollektoren zwischen 13 und 19.3 Rp/kWh deutlich höher. Wesentlich für die Berechnung der Kosten sind die Subventionen. Diese führen je nach Anlage und Angebot zur Reduktion der Wärmegestiegungskosten von 20% bis 47%.

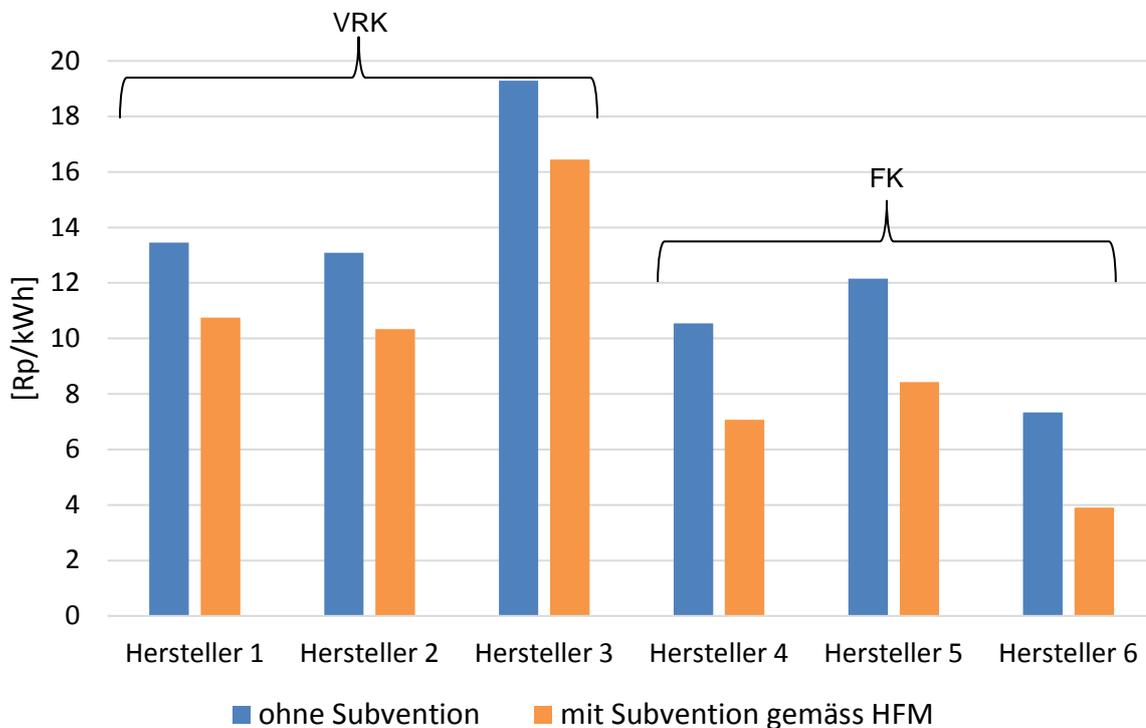


Abbildung 8: Wärmegestiegungskosten im Vergleich mit und ohne Subventionen für den WV Thal.

1.4.2. Wärmeverbund Gommiswald

Standortpotenzial

Der Wärmeverbund Gommiswald wird von der gowak (gommisWALDKraft AG) betrieben und steht in der gleichnamigen Gemeinde. Der Wärmeverbund ist seit dem Herbst 2012 in Betrieb und versorgt fünf Schulhäuser, zwei Turnhallen, ein Feuerwehrdepot, den Gemeindegemeinschaftssaal sowie auch das Gemeindehaus. Gleichzeitig sind mit 129 Wohnungen und 32 Einfamilienhäusern auch private Gebäude angeschlossen. In der Tabelle 8 sind die wichtigsten technischen Parameter, welche zur Berechnung der Solareinbindung verwendet wurden, zusammengefasst.

Hauptenergieträger	Holz	
Vorlauftemperatur Sommer	80	°C
Vorlauftemperatur Winter	80	°C
Rücklauftemperatur	65	°C
Speichergrösse Tank	12'000	Liter
Speichergrösse Leitungen	ca. 7'854	Liter

Tabelle 8: Berechnungsannahmen für den WV Gommiswald

Die Heizzentrale des Wärmeverbundes Gommiswald steht ganz in der Nähe eines Oberstufenzentrums. Ein Teil der Dachflächen des Oberstufenzentrums sind schon mit PV-Modulen bedeckt, der andere Teil wäre frei um eine Solarthermie-Anlage aufzustellen. Es handelt sich um zwei Flachdächer welche in zwei Felder aufgeteilt wurden, diese sind in Abbildung 9 definiert. Bei der Bestimmung der Kollektoranzahl wurden für das Feld 1 die Oberlichter und die ungleichmässige Geometrie des Gebäudes mitberücksichtigt. Die detaillierten Informationen zu den beiden Feldern sind in der Tabelle 9 zusammengefasst.

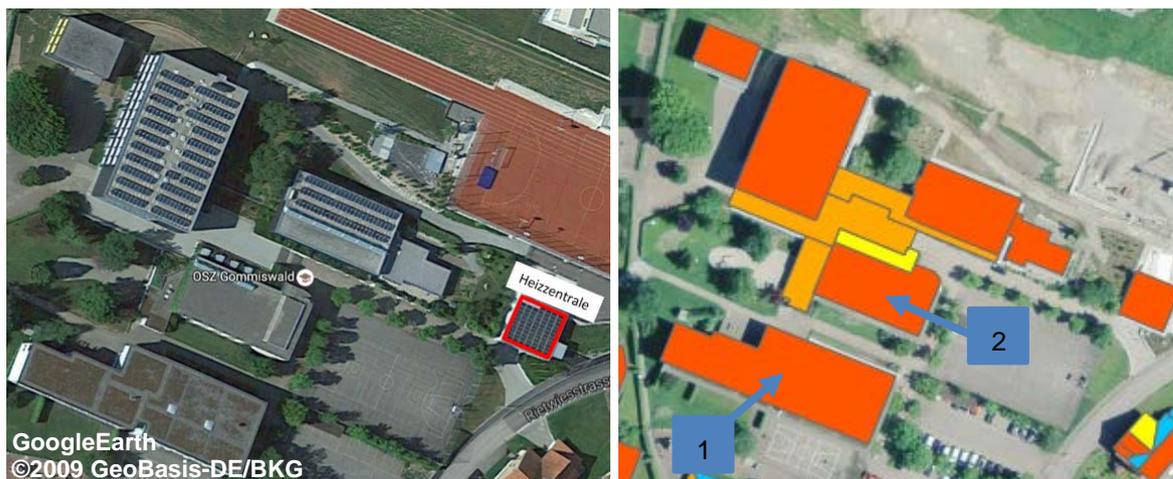


Abbildung 9: Links: Standort der Heizzentrale (HZ) des WV Gommiswald, Googlemaps Ausschnitt. Rechts: Bezeichnung der verwendeten Dachflächen, Ausschnitt aus www.sonnendach.ch⁵

⁵ Reproduziert mit Bewilligung von swisstopo (BA17007)



	Feld 1	Feld 2
Dachneigung [°]	0	0
Anstellwinkel [°]	45	45
Ausrichtung [°], 0° = Süd, -90° = West, +90° = Ost	-23	-23
Montageart	Aufständering	Aufständering
Dachfläche [m²]	588	180
Länge [m]	84	20
Breite [m]	-	9

Tabelle 9: Zusammenfassung der Informationen zu den einzelnen Dachflächen für den Standort Gommiswald

Energetisches Potenzial

Die berechneten Kollektorfeldgrössen für die verschiedenen Kollektortypen sind in Tabelle 10 zusammengefasst. Der Solaranteil variiert zwischen 5% und 7% je nach Kollektortyp. Die Kollektorfeldgrösse und die vorhandene Speicherkapazität reichen nicht aus um den Kesselbetrieb komplett über 24h zu ersetzen. Das nutzbare Dachpotenzial in der Nähe der Heizzentrale ist schon ausgeschöpft und könnte nicht ohne weiteres erweitert werden. Jedoch wären Freiflächen in der Nähe vorhanden, welche eventuell genutzt werden könnten um den Solaranteil zu erhöhen. Dies bedingt jedoch eine Erweiterung der Speicher, da diese mit 19,8 m³ im Moment eher klein ist. Durch die Absenkung der Netz-Vorlauftemperatur im Sommer könnte die Speicherkapazität des Netzes vergrössert und dadurch der Solaranteil ohne zusätzliche Speicher etwas erhöht werden. Bei der Verwendung der Kollektoren von Hersteller 1, könnte durch eine Absenkung der Vorlauftemperatur auf 65 °C im Sommer und einer Vergrösserung des Solarfeldes um 51 m² (+18%), der Solaranteil von 7% auf 9% erhöht werden ohne zusätzliche Speicher.

	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6
Kollektortyp	VRK	VRK	VRK	FK	FK	FK
Feld 1: Brutto-Kollektorfläche [m²]	198	279	216	230	232	208
Feld 2: Brutto-Kollektorfläche [m²]	89	0	78	54	55	48
Kollektorfläche Total [m²]	287	279	294	284	287	256
Solarertrag [MWh]	148	148	140	116	104	112
Wärme Total [MWh] (inkl. Verluste)	2'012					
Anteil Solar	7%	7%	7%	6%	5%	6%
Tage ohne Kesselbetrieb	0	0	0	0	0	0

Tabelle 10: Kollektorfeldgrössen und Ertragsrechnung für verschiedene Kollektorarten für den WV Gommiswald.

Der Wärmeverbund Gommiswald wird zu 100% mit Holz betrieben. Dadurch ist die Verbesserung der nicht erneuerbaren Primärenergiebilanz (-4%) und der Treibhausgasemissionen (-4%) durch die Solaranlage nicht gleich hoch wie z.B. für den Wärmeverbund Thal. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 11 zusammengefasst.



	ohne Solar	mit Solar	
Energieträger (Holz)	2'012	1'864	MWh
Solarertrag	-	148	MWh
nicht erneuerbare Primärenergie	201	194 (-4%)	MWh
Treibhausgasemissionen	40	39 (-4%)	Tonnen

Tabelle 11: Berechnungen des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs und der Treibhausgas-Emissionen für den WV Gommiswald. Solarertrag berechnet für den Kollektor des Herstellers 1.

Wirtschaftlichkeit

Sechs verschiedene Angebote wurden für den Wärmeverbund Gommiswald erstellt. Die totalen Investitionskosten sind in der Tabelle 12 zusammengefasst. Das günstigste Angebot ist um einen Faktor 2.1 günstiger als das teuerste Angebot. Der Unterschied zwischen dem günstigsten VRK Angebot und dem teuersten FK Angebot beträgt ca. 6%. In Abbildung 10 ist die Aufteilung der Kosten für die Offerte des Herstellers 1 grafisch dargestellt. Es wurde angenommen, dass keine Kosten für die Dachnutzung entstehen. Neben den Kollektorkosten und der Montage ist die Verbindungsleitung zwischen Heizzentrale und Kollektorfeld ein wichtiger Kostenfaktor. Die Kosten der Verbindungsleitung beinhalten die Leitung sowie auch die Erdarbeiten.

	Kollektortyp	Total Kosten		Peak Leistung	
Hersteller 1	VRK	435'026	CHF	156	kW
Hersteller 2	VRK	344'763	CHF	158	kW
Hersteller 3	VRK	534'705	CHF	159	kW
Hersteller 4	FK	284'573	CHF	177	kW
Hersteller 5	FK	323'842	CHF	173	kW
Hersteller 6	FK	240'300	CHF	167	kW

Tabelle 12: Investitionskosten verschiedener Hersteller für den WV Gommiswald.

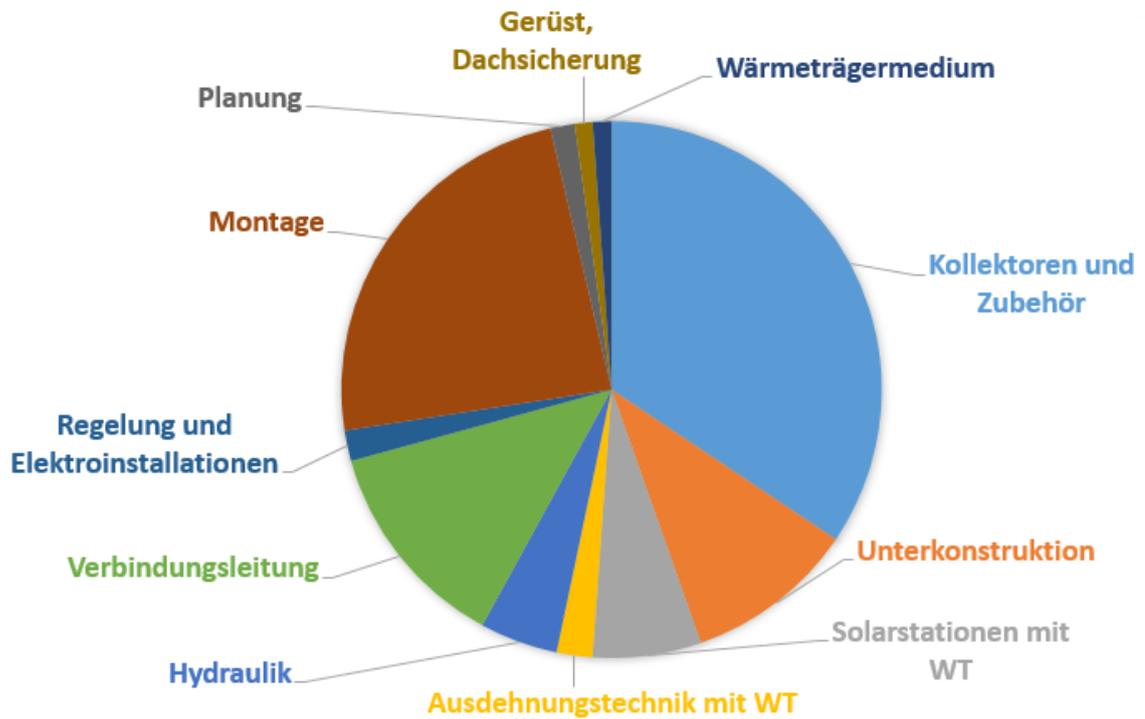


Abbildung 10: Aufteilung der Investitionskosten für den WW Gommiswald berechnet aus der Offerte des Herstellers 1.

In Abbildung 11 sind die Wärmegestehungskosten, bezogen auf die Brutto-Kollektorfläche, für die verschiedenen Hersteller dargestellt. Im Fall von Gommiswald ist interessant, dass der Hersteller 2 mit einem VRK den zweittiefsten Wärmepreis erzielt, mit 15.8 Rp/kWh ohne Subventionen. Die günstigste Variante ist eine Anlage mit FK vom Hersteller 6 (13.9 Rp/kWh). Die Subventionen führen zu einer Absenkung der Kosten für die Anlage vom Hersteller 6 von 13.9 Rp/kWh auf 9.8 Rp/kWh was eine Reduktion um 29% ist.

Die Kosten pro kWh Wärme sind für den Wärmeverbund Gommiswald deutlich höher als für den Wärmeverbund Thal. Zum einen spielt die Grösse der Anlage eine Rolle, der Wärmeverbund Gommiswald ist um einen Faktor 1.8 kleiner. Andererseits hat die Verbindungsleitung zwischen Kollektorfeld und Heizzentrale einen grossen Einfluss auf die resultierenden Wärmepreise.

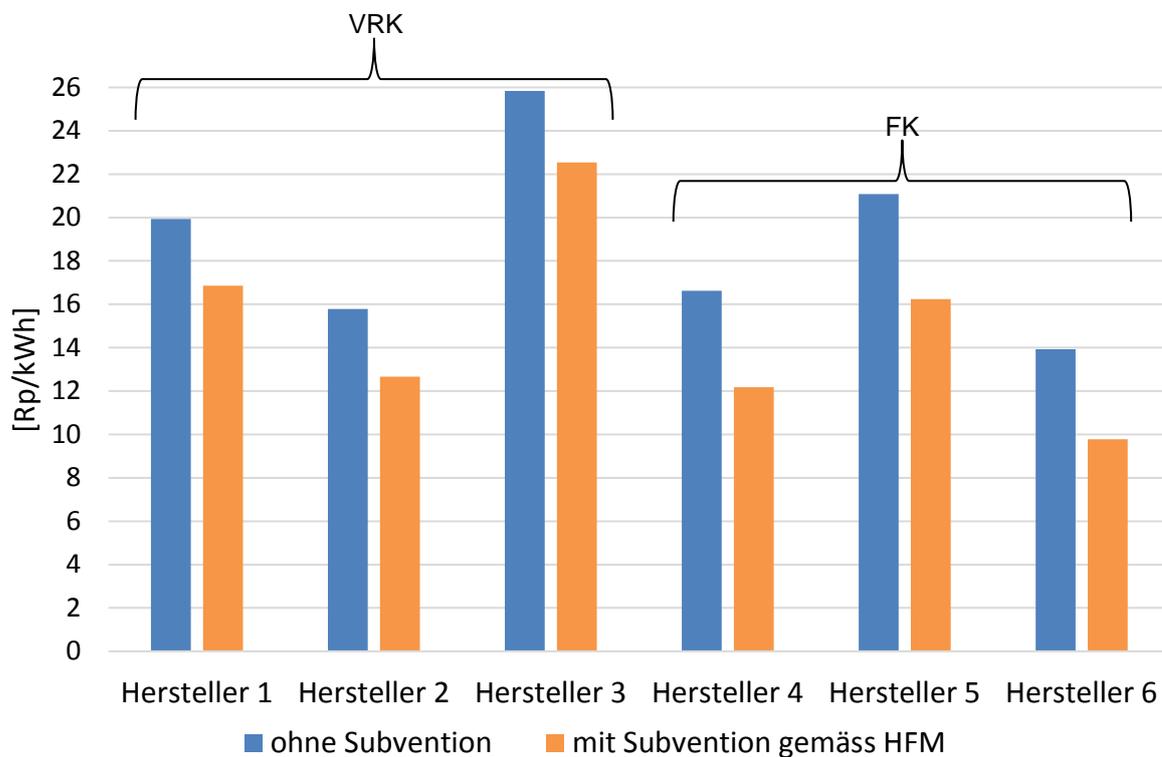


Abbildung 11: Wärmegestehungskosten im Vergleich mit und ohne Subventionen für den WV Gommiswald.



1.4.3. Wärmeverbund Wattwil

Standortpotenzial

Der Wärmeverbund Wattwil wird durch die Thurwerke AG betrieben und steht in der gleichnamigen Gemeinde. Der Wärmeverbund ist seit dem Herbst 2016 in Betrieb und versorgt diverse Liegenschaften mit Heizwärme und Warmwasser. In der Tabelle 13 sind die wichtigsten technischen Parameter, welche zur Berechnung der Solareinbindung verwendet wurden, zusammengefasst.

Wärmeverbund Wattwil		
Energieträger 1	Holz (96%)	
Energieträger 2	Heizöl (4%)	
Vorlauftemperatur Sommer	85	°C
Vorlauftemperatur Winter	85	°C
Rücklauftemperatur	50	°C
Speichergrösse Tank	60'000	Liter
Speichergrösse Leitungen	ca. 113'000	Liter

Tabelle 13: Berechnungsannahmen für den WV Wattwil

Die Heizzentrale des Wärmeverbunds Wattwil steht in einer Industriezone mit drei weiteren Gebäuden welche grosse Dachflächen aufweisen. Ein ideales Dach bezüglich Solarnutzung weist nur das Feuerwehrdepot auf (Feld 1). In Abbildung 12 sind die Gebäude abgebildet und mit Feldnummern versehen. Die Dachflächen 2 und 3 haben eine Neigung von 20°, sind jedoch ungünstig ausgerichtet. Die Dachfläche der Heizzentrale (Feld 4) kann für die solarthermische Nutzung nicht verwendet werden, da dort bereits eine PV-Anlage installiert wurde. Die detaillierten Informationen zu den Feldern sind in der Tabelle 14 zusammengefasst. In erster Linie wurden die Dachflächen 1 und 4 berücksichtigt, erst in zweiter Linie die Flächen 2 und 3.

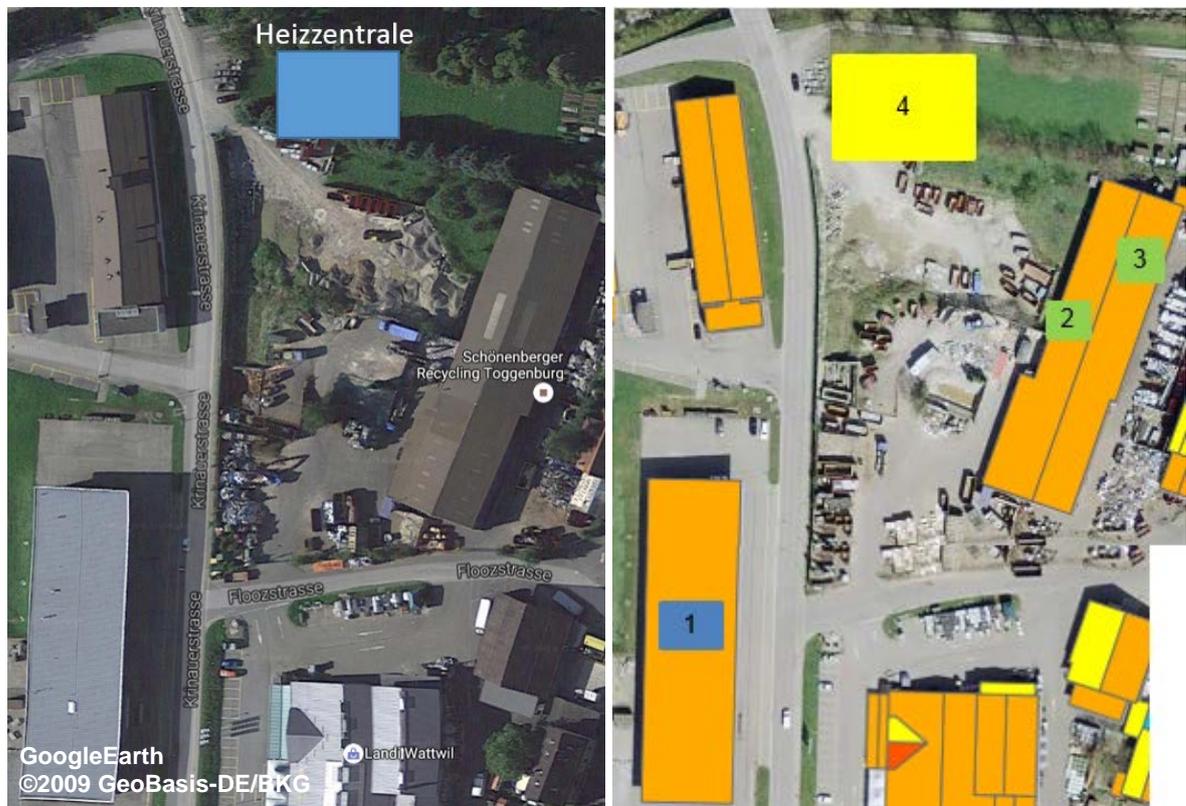


Abbildung 12: Links: Standort der Heizzentrale (HZ) des WV Wattwil, Googlemaps Ausschnitt. Rechts: Bezeichnung der verwendeten Dachflächen, Ausschnitt aus www.sonnendach.ch⁶

	Feld 1	Feld 2	Feld 3	Feld 4
Dachneigung [°]	0	20	20	0
Anstellwinkel [°]	45	20	20	45
Ausrichtung [°], 0° = Süd, -90° = West, +90° = Ost	0	-109	+71	0
Montageart	Aufständerung	Aufdach	Aufdach	Aufständerung
Dachfläche	1520	756	756	1020
Länge [m]	76	84	84	34
Breite [m]	20	9	9	30

Tabelle 14: Zusammenfassung der Informationen zu den einzelnen Dachflächen für den Standort Wattwil

⁶ Reproduziert mit Bewilligung von swisstopo (BA17007)



Energetisches Potenzial

Die berechnete Kollektorfeldgrösse für die verschiedenen Kollektortypen ist in Tabelle 15 zusammengefasst. Der Solaranteil variiert zwischen 5% und 8%, je nach Kollektortyp. Der hohe Sommerbedarf und die heute zur Verfügung stehende Speicherkapazität führen dazu, dass an keinem Tag im Jahr die Solarenergie den Wärmebedarf komplett über 24h decken kann. Um den Solaranteil zu steigern müsste die Speicherkapazität erhöht werden und die Solaranlage vergrössert werden. Im Fall von Wattwil könnte es vorteilhaft sein, hierfür Freiflächen in der Nähe zu nutzen. Diese Option wird später in diesem Kapitel behandelt.

	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6
Kollektortyp	VRK	VRK	VRK	FK	FK	FK
Feld 1: Brutto-Kollektorfläche [m²]	533	578	582	528	562	527
Feld 2: Brutto-Kollektorfläche [m²]	351	296	352	325	301	255
Feld 3: Brutto-Kollektorfläche [m²]	351	296	352	325	301	255
Feld 4: Brutto-Kollektorfläche [m²]	391	402	399	338	422	399
Kollektorfläche Total [m²]	1626	1572	1685	1516	1586	1436
Solarertrag [MWh]	826	829	737	624	587	643
Wärme Total [MWh] (inkl. Verluste)	10'950					
Anteil Solar	8%	8%	7%	6%	5%	6%
Tage ohne Kesselbetrieb	0	0	0	0	0	0

Tabelle 15: Kollektorfeldgrössen und Ertragsrechnung für verschiedene Kollektorarten für den WV Wattwil

Der Wärmeverbund Wattwil nutzt vor allem Holz als Energieträger und zu 4% Heizöl für die Spitzenabdeckung. In den nachfolgenden Berechnungen wurde vereinfacht angenommen, dass ein Teil des Heizölbedarfs (1 Prozentpunkt) auch in den Sommermonaten anfällt (Juli bis August). Der Solarertrag beträgt in diesen Monaten für den Kollektor des Herstellers 1 ca. 326 MWh. Dieser Solarertrag reduziert den Heizölbedarf in den genannten Monaten und verbessert die nicht erneuerbare Primärenergiebilanz und die Treibhausgasemissionen. Die Resultate sind in der Tabelle 16 zusammengefasst.

	ohne Solar	mit Solar	
Energieträger 1 (Holz)	10'293	8911	MWh
Energieträger 2 (Heizöl)	657	556	MWh
Solarertrag (Juni – August)	-	326	MWh
Solarertrag Rest	-	500	MWh
nicht erneuerbare Primärenergie	1877	1650 (-12%)	MWh
Treibhausgasemissionen	415	364 (-12%)	Tonnen

Tabelle 16: Berechnungen des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs und der Treibhausgas-Emissionen für den WV Wattwil. Solarertrag berechnet für den Kollektor des Herstellers 1.

Wirtschaftlichkeit

Sechs verschiedene Angebote wurden für den Wärmeverbund Wattwil erstellt. Die totalen Investitionskosten sind in der Tabelle 17 zusammengefasst. Das günstigste Angebot ist um einen Faktor 2.3 günstiger als das teuerste Angebot. Das günstigste Angebot mit VRK ist immer noch um einen Faktor von 2 teurer als das teuerste FK Angebot. In Abbildung 13 ist die Aufteilung der Kosten grafisch für die Offerte des Herstellers 1 dargestellt. Es wurde angenommen, dass keine Kosten für die Dachnutzung entstehen. Neben den Kollektorkosten und der Montage ist die Verbindungsleitung zwischen Heizzentrale und Kollektorfeld ein wichtiger Kostenfaktor. Die Kosten der Verbindungsleitung beinhalten die Leitung sowie auch die Erdarbeiten.

	Kollektortyp	Total Kosten		Peak Leistung	
Hersteller 1	VRK	1'816'704	CHF	884	kW
Hersteller 2	VRK	1'887'320	CHF	893	kW
Hersteller 3	VRK	2'120'467	CHF	831	kW
Hersteller 4	FK	957'476	CHF	947	kW
Hersteller 5	FK	1'564'673	CHF	956	kW
Hersteller 6	FK	908'056	CHF	936	kW

Tabelle 17: Investitionskosten verschiedener Hersteller für den WV Wattwil.

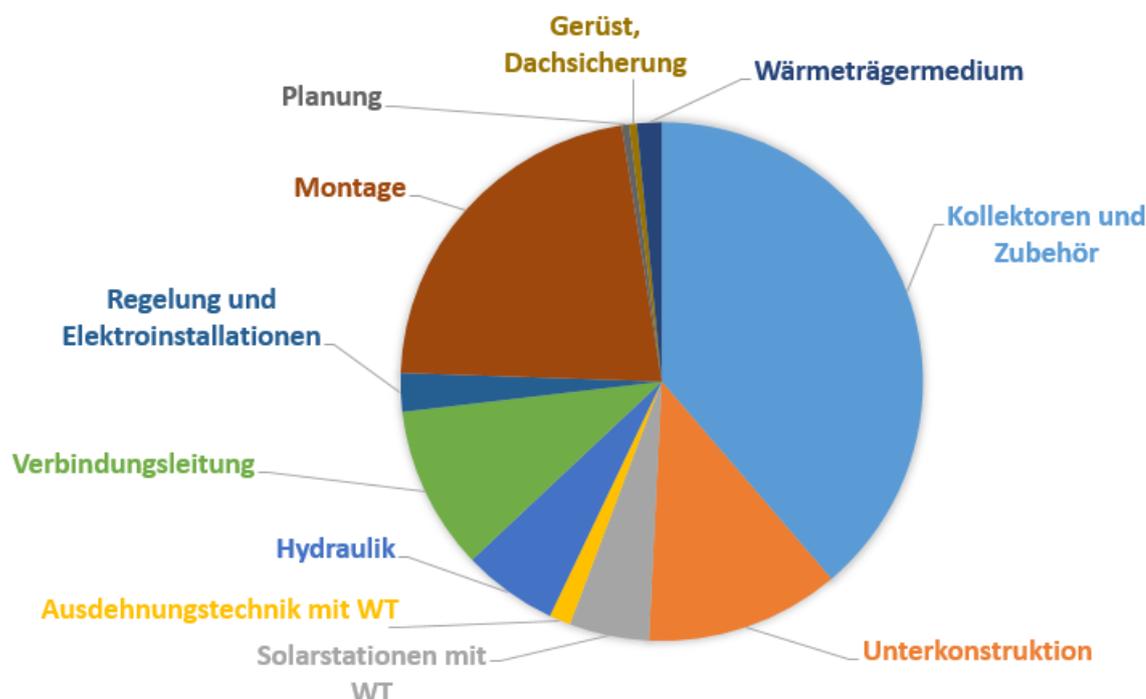


Abbildung 13: Aufteilung der Investitionskosten für den WV Wattwil berechnet aus der Offerte des Herstellers 1.



In Abbildung 14 sind die Wärmegestehungskosten für die verschiedenen Hersteller, bezogen auf die Brutto-Kollektorfläche, dargestellt. Im Fall von Wattwil erzielt der Hersteller 6 mit einem Flachkollektor die tiefsten Wärmepreise mit 9.6 Rp/kWh ohne Subventionen, respektive 5.4 Rp/kWh mit Subventionen. Das günstigste VRK Angebot erzielt einen Wärmepreis von 11.8 Rp/kWh (nach Berücksichtigung von Subventionen). Obwohl die Dachflächen nicht optimal sind, können interessante Wärmepreise erreicht werden.

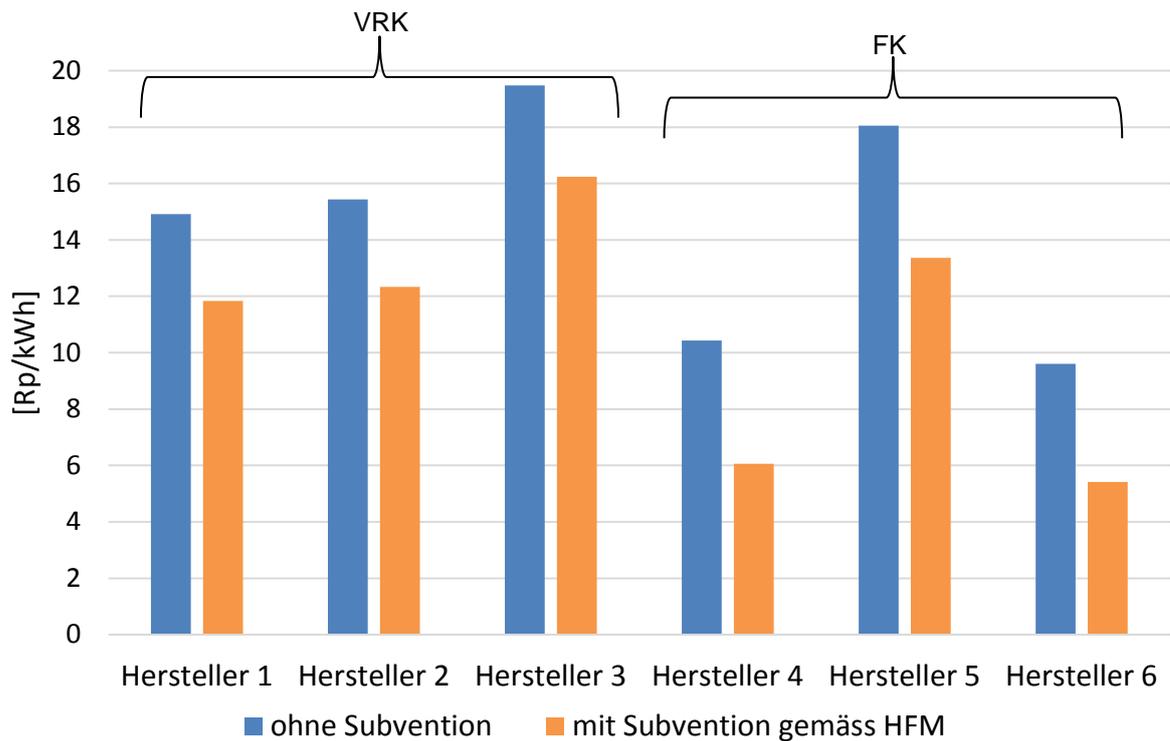


Abbildung 14: Wärmegestehungskosten im Vergleich mit und ohne Subventionen für den WV Wattwil.



1.4.4. Wärmeverbund Altstätten

Standortpotenzial

In der Gemeinde Altstätten werden zwei Wärmeverbünde betrieben. Für diese Studie wurde der Wärmeverbund Ost betrachtet, welcher von der NRG^A AG betrieben wird. Dieser wurde im Jahr 2009 eingeweiht. Er versorgt diverse Liegenschaften wie die nahegelegene Industrie, Mehrfamilienhäuser, Einfamilienhäuser usw. In der Tabelle 18 sind die wichtigsten technischen Parameter, welche zur Berechnung der Solareinbindung verwendet wurden, zusammengefasst.

Wärmeverbund Altstätten		
Energieträger 1 (mehrere Kessel)	Holz (100%)	
Energieträger 2	Öl (Notbetrieb)	
Vorlauftemperatur Sommer	80	°C
Vorlauftemperatur Winter	80	°C
Rücklauftemperatur	55	°C
Speichergrosse Tank	52'000	Liter
Speichergrosse Leitungen	ca. 179'840	Liter

Tabelle 18: Berechnungsannahmen für den WV Altstätten

Die Heizzentrale des Wärmeverbunds Altstätten steht in einer Industriezone in welcher einige Gebäude mit grossen Dachflächen zur Verfügung stehen. Ein ideales Dach bezüglich einer Solarnutzung weist das Gebäude der Wagner AG auf, dieses ist auch an das Fernwärmenetz angeschlossen und hat eine sehr kurze Distanz zur Heizzentrale. In Abbildung 15 ist die Heizzentrale und die Dachfläche der Wagner AG abgebildet. Das zur Nutzung geeignete Flachdach wurde in drei Felder unterteilt (2-4). Falls diese nicht ausreichen, wurde mit der Feldnummer 1 noch ein nahegelegenes Zusatzgebäude hinzu genommen. Die detaillierten Informationen zu den Feldern sind in der Tabelle 19 zusammengefasst. In erster Linie wurden die Dachflächen 2 und 3 berücksichtigt, da das Feld 4 durch die langen Oberlichtreihen nur sehr begrenzt genutzt werden kann.



Abbildung 15: Links: Standort der Heizzentrale (HZ) des WV Altstätten, Googlemaps Ausschnitt. Rechts: Bezeichnung der verwendeten Dachflächen, Ausschnitt aus www.sonnendach.ch⁷

	Feld 1	Feld 2	Feld 3	Feld 4
Dachneigung [°]	0	0	0	0
Anstellwinkel [°]	45	45	45	45
Ausrichtung [°], 0° = Süd, -90° = West, +90° = Ost	0	0	0	0
Montageart	Aufständigung	Aufständigung	Aufständigung	Aufständigung
Dachfläche / Landfläche [m²]	1080	1950	2581	1704
Länge [m]	108	75	89	71
Breite [m]	10	26	29	6 x 4m

Tabelle 19: Zusammenfassung der Informationen zu den einzelnen Dachflächen für den Standort Altstätten

Energetisches Potenzial

Die berechnete Kollektorfeldgrösse für die verschiedenen Kollektortypen ist in Tabelle 20 zusammengefasst. Der Solaranteil variiert relativ wenig mit einem Bereich zwischen 5% und 6% je nach Kollektortyp. Dank der grossen Speicherkapazität die schon vorhanden ist, kann der Wärmebedarf je nach Kollektortechnologie bis zu 11 Tagen im Jahr komplett über Solarenergie gedeckt werden. Dabei zeigt sich ein grosser Unterschied zwischen den VRK und den FK. Das Dachpotenzial wurde nicht komplett ausgenutzt, da hierfür eine Erweiterung der Speicherkapazitäten notwendig wäre. Im Falle des Herstellers 1 bedarf es für eine Erhöhung des Solaranteils von 6% auf 8% eine zusätzliche Brutto-Kollektorfläche von 480 m² (+29%) und eine Speichererweiterung um 50 m³, was dazu führt, dass die Tage ohne Kesselbetrieb von 6 auf 22 erhöht werden können.

⁷ Reproduziert mit Bewilligung von swisstopo (BA17007)
30/55



	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6
Kollektortyp	VRK	VRK	VRK	FK	FK	FK
Feld 1: Brutto-Kollektorfläche [m²]	0	0	0	0	0	0
Feld 2: Brutto-Kollektorfläche [m²]	712	723	698	650	671	702
Feld 3: Brutto-Kollektorfläche: [m²]	949	901	942	811	881	798
Feld 4: Brutto-Kollektorfläche: [m²]	0	0	50	0	0	0
Kollektorfläche Total [m²]	1661	1624	1690	1461	1552	1500
Solarertrag [MWh]	953	958	908	716	681	776
Wärme Total [MWh] (inkl. Verluste)	14'877					
Anteil Solar	6%	6%	6%	5%	5%	5%
Tage ohne Kesselbetrieb	6	11	6	1	0	5

Tabelle 20: Kollektorfeldgrössen und Ertragsrechnung für verschiedene Kollektorarten für den WV Altstätten

Der Wärmeverbund Altstätten nutzt zu 100% Holz als Energieträger und verwendet Heizöl nur als Notheizung. Dadurch ist die Verbesserung der nicht erneuerbaren Primärenergiebilanz (-3%) und der Treibhausgasemissionen (-3%) durch die Solaranlage nicht im gleichen Ausmass wie z.B. für den Wärmeverbund Thal oder Wattwil. Die Ergebnisse sind in Tabelle 21 zusammengefasst.

	ohne Solar	mit Solar	
Energieträger 1 (Holz)	10'293	8911	MWh
Solarertrag	-	953	MWh
nicht erneuerbare Primärenergie	1488	1440 (-3%)	MWh
Treibhausgasemissionen	298	288 (-3%)	Tonnen

Tabelle 21: Berechnungen des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs und der Treibhausgas-Emissionen für den WV Altstätten. Solarertrag berechnet für den Kollektor des Herstellers 1.

Wirtschaftlichkeit

Sechs verschiedene Angebote wurden für den Wärmeverbund Altstätten erstellt. Die totalen Investitionskosten sind in der Tabelle 22 zusammengefasst. Das günstigste Angebot ist um einen Faktor 2.8 günstiger als das teuerste Angebot. Das günstigste Angebot mit VRK ist fast gleich teuer wie das teuerste FK Angebot. In Abbildung 16 ist die Aufteilung der Kosten für die Offerte des Herstellers 1 grafisch dargestellt. Es wurde angenommen, dass keine Kosten für die Dachnutzung entstehen. Es wurden keine Kosten berücksichtigt bezüglich der Verbindung zwischen Heizzentrale und Kollektorfeld, da die Möglichkeit besteht direkt den vorhandenen Anschluss an das Gebäude zu nutzen (dezentrale Einspeisung), was jedoch höhere Pumpenkosten zur Folge hat.



	Kollektortyp	Total Kosten		Peak Leistung	
Hersteller 1	VRK	1'127'783	CHF	903	kW
Hersteller 2	VRK	1'726'467	CHF	922	kW
Hersteller 3	VRK	2'009'500	CHF	911	kW
Hersteller 4	FK	718'212	CHF	913	kW
Hersteller 5	FK	1'112'051	CHF	935	kW
Hersteller 6	FK	708'935	CHF	978	kW

Tabelle 22: Investitionskosten verschiedener Hersteller für den WV Altstätten.

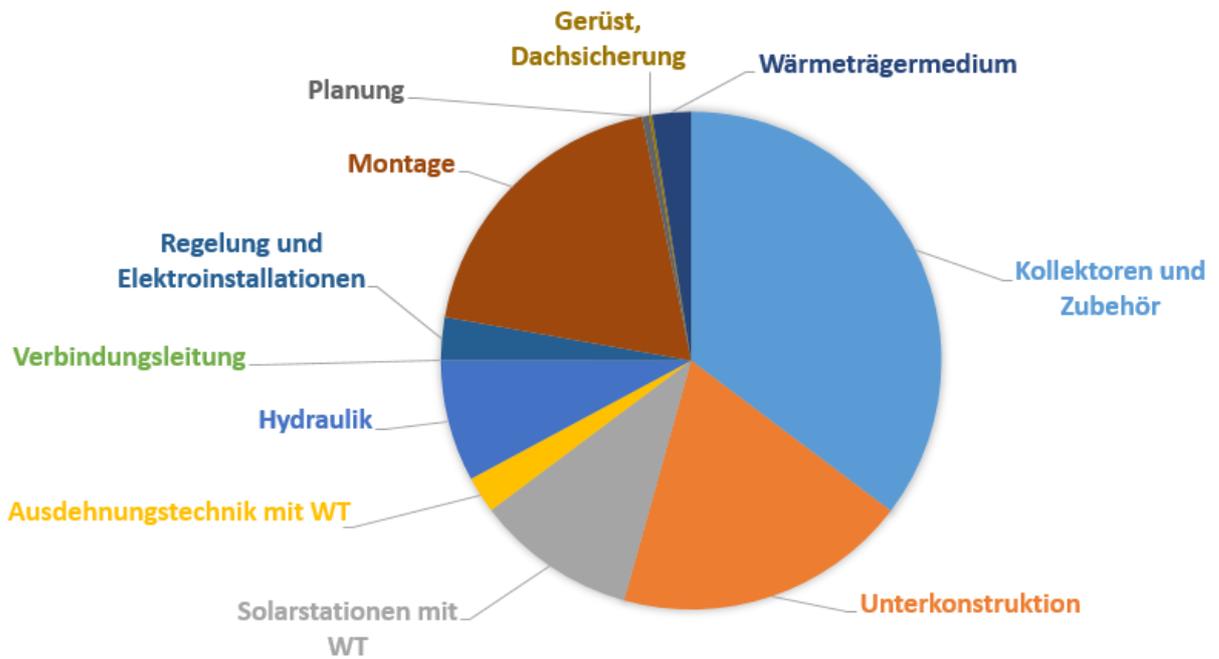


Abbildung 16: Aufteilung der Investitionskosten für den WV Altstätten berechnet aus der Offerte des Herstellers 1.

In Abbildung 17 sind die Wärmegestehungskosten für die verschiedenen Hersteller, bezogen auf die Brutto-Kollektorfläche, dargestellt. Im Fall von Altstätten erzielt der Hersteller 6 mit einem Flachkollektor die tiefsten Wärmepreise mit 6.2 Rp/kWh ohne Subventionen, respektive mit Subventionen 2.6 Rp/kWh. Das günstigste VRK Angebot erzielt einen Wärmepreis von 8 Rp/kWh ohne Subventionen. Durch die idealen Bedingungen bei diesem Wärmeverbund können sehr tiefe Wärmepreise erzielt werden.

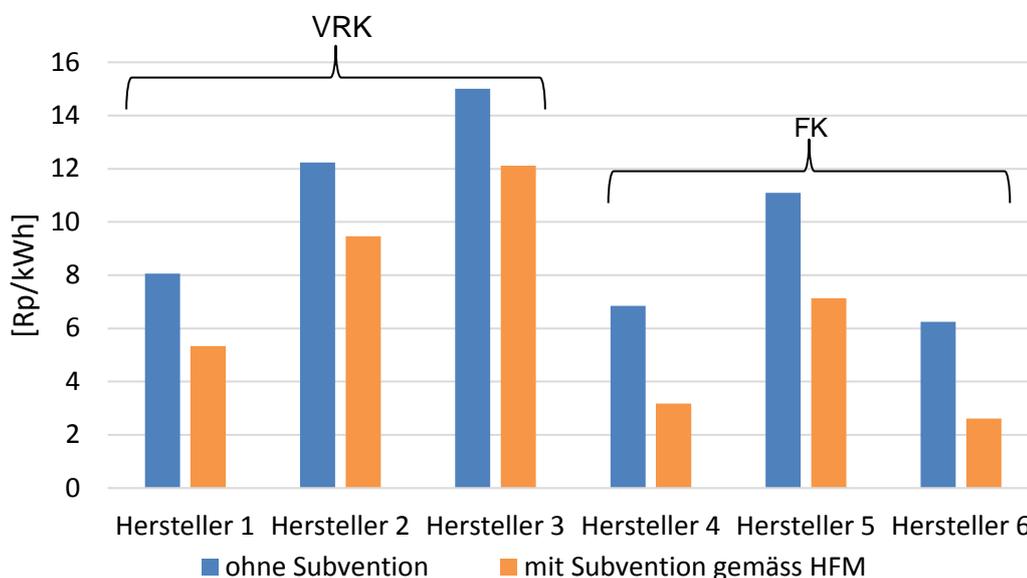


Abbildung 17: Wärmegestehungskosten im Vergleich mit und ohne Subventionen für den WV Altstätten.

1.4.5. Wärmeverbund Waldkirch

Standortpotenzial

Der Wärmeverbund wird durch die Wärmeverbund Waldkirch AG betrieben und versorgt diverse Liegenschaften in der Gemeinde Waldkirch. Der Wärmeverbund ist im Jahr 2010 in Betrieb gegangen. In der Tabelle 23 sind die wichtigsten technischen Parameter, welche zur Berechnung der Solareinbindung verwendet wurden, zusammengefasst.

Wärmeverbund Waldkirch		
Energieträger 1	Holz (99%)	
Energieträger 2	Öl (1%)	
Vorlauftemperatur Sommer	80	°C
Vorlauftemperatur Winter	80	°C
Rücklauftemperatur	45	°C
Speichergösse Tank	7'000	Liter
Speichergösse Leitungen	ca. 35'186	Liter

Tabelle 23: Berechnungsannahmen für den WV Waldkirch

Die Heizzentrale des Wärmeverbundes Waldkirch besitzt eine beschränkt nutzbare Dachfläche. In der unmittelbaren Nähe der Heizzentrale hat es drei Industriegebäude, welche alle ein Satteldach haben. Die Gebäude haben eine ideale Ausrichtung mit geringer Dachneigung von ca. 15° (www.sonnen-dach.ch). Aus diesem Grund wurde angenommen, dass die Kollektoren mindestens mit einem Neigungswinkel von 30° aufgeständert werden. Die Aufteilung der Dachflächen auf verschiedene Felder ist in Abbildung 18 ersichtlich. Die Priorität der Dachauswahl entspricht den Feldnummern. Die Tabelle 24 fasst alle Randbedingung der verwendeten Dachflächen zusammen.



Abbildung 18: Links: Standort der Heizzentrale (HZ) des WV Waldkirch, Googlemaps Ausschnitt. Rechts: Bezeichnung der verwendeten Dachflächen, Ausschnitt aus www.sonnendach.ch⁸

	Feld 1	Feld 2	Feld 3	Feld 4
Dachneigung [°]	0	10-15	10-15	10-15
Anstellwinkel [°]	30	30	30	30
Ausrichtung [°], 0° = Süd, -90° = West, +90° = Ost	0	0	0	-25
Montageart	Aufständerung	Aufständerung	Aufständerung	Aufständerung
Dachfläche / Landfläche [m²]	160	594	600	296
Länge [m]	20	66	60	37
Breite [m]	8	9	10	8

Tabelle 24: Zusammenfassung der Informationen zu den einzelnen Dachflächen für den Standort Waldkirch

Energetisches Potenzial

Die berechnete Kollektorfeldgrösse für die verschiedenen Kollektortypen ist in Tabelle 25 zusammengefasst. Der Solaranteil variiert relativ wenig in einem Bereich zwischen 4% und 5% je nach Kollektortyp. Die Kollektorfeldgrösse und die vorhandene Speicherkapazität reichen nicht aus um den Kesselbetrieb komplett über 24h zu ersetzen. Das Dachpotenzial in der Umgebung wäre deutlich grösser (Feld 3 und 4), jedoch sind die Speicherkapazitäten sehr gering, was bei einer Vergrösserung des Kollektorfeldes berücksichtigt werden müsste. Im Falle des Herstellers 1 bedarf es für eine Erhöhung des Solaranteils von 5% auf 7% einer zusätzlichen Brutto-Kollektorfläche von 140 m² (+44%) und einer Speichererweiterung um 13 m³. Dies würde dazu führen, dass die Tage ohne Kesselbetrieb von 0 auf 16 erhöht werden könnten.

⁸ Reproduziert mit Bewilligung von swisstopo (BA17007)
34/55



	Hersteller 1	Hersteller 2	Hersteller 3	Hersteller 4	Hersteller 5	Hersteller 6
Kollektortyp	VRK	VRK	VRK	FK	FK	FK
Feld 1: Brutto-Kollektorfläche [m²]	60	64	70	54	61	64
Feld 2: Brutto-Kollektorfläche [m²]	257	221	249	217	221	192
Feld 3: Brutto-Kollektorfläche [m²]	0	0	0	0	0	0
Feld 4: Brutto-Kollektorfläche: [m²]	0	0	0	0	0	0
Kollektorfläche Total [m²]	317	285	319	271	282	256
Solarertrag [MWh]	180	167	169	134	126	134
Wärme Total [MWh] (inkl. Verluste)	3'484					
Anteil Solar	5%	5%	5%	4%	4%	4%
Tage ohne Kesselbetrieb	0	0	0	0	0	0

Tabelle 25: Kollektorfeldgrössen und Ertragsrechnung für verschiedene Kollektorarten für den WV Waldkirch

Der ausgewiesene Heizölverbrauch von einem Prozent (siehe Tabelle 23) für den WV Waldkirch ist vor allem auf die Spitzenabdeckung im Winter zurück zu führen. Für die nachfolgenden Berechnungen wurde angenommen, dass der Heizölverbrauch nicht reduziert werden kann durch den Einsatz der Solarthermieanlage. Somit wird kaum eine Verbesserung der nicht erneuerbaren Primärenergiebilanz und der Treibhausgasemissionen erreicht, die Resultate sind in der Tabelle 26 zusammengefasst.

	ohne Solar	mit Solar	
Energieträger 1 (Holz)	3449	3269	MWh
Energieträger 2 (Heizöl)	35	35	MWh
Solarertrag	-	180	MWh
nicht erneuerbare Primärenergie	390	381 (-2%)	MWh
Treibhausgasemissionen	80	78 (-2%)	Tonnen

Tabelle 26: Berechnungen des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs und der Treibhausgas-Emissionen für den WV Waldkirch. Solarertrag berechnet für den Kollektor des Herstellers 1.

Wirtschaftlichkeit

Für den Wärmeverbund Gommiswald wurden nur fünf statt sechs Offerten erstellt. Ein Hersteller war der Überzeugung, dass sich dieser Wärmeverbund nicht lohnt für eine solare Einbindung. Die totalen Investitionskosten sind in der Tabelle 27 zusammengefasst. Das günstigste Angebot ist um einen Faktor 2.7 günstiger als das teuerste Angebot. Der Unterschied zwischen dem günstigsten VRK Angebot und dem teuersten FK Angebot ist ungefähr einen Faktor 1.5. In Abbildung 19 ist die Aufteilung der Kosten grafisch für die Offerte des Herstellers 1 dargestellt. Es wurde angenommen, dass keine Kosten für die Dachnutzung entstehen. Neben den Kollektorkosten und der Montage ist die Unterkonstruktion wegen der flachen Dachneigung ein grösserer Kostenfaktor. Zusätzlich kommen Kosten für die Verbindungsleitung zwischen Heizzentrale und Kollektorfeld dazu.



	Kollektortyp	Total Kosten		Peak Leistung	
Hersteller 1	VRK	413'050	CHF	172	kW
Hersteller 2	VRK	358'200	CHF	162	kW
Hersteller 3	VRK	518'000	CHF	172	kW
Hersteller 4	FK	-	CHF	-	kW
Hersteller 5	FK	246'522	CHF	170	kW
Hersteller 6	FK	192'115	CHF	167	kW

Tabelle 27: Investitionskosten verschiedener Hersteller für den WV Waldkirch.

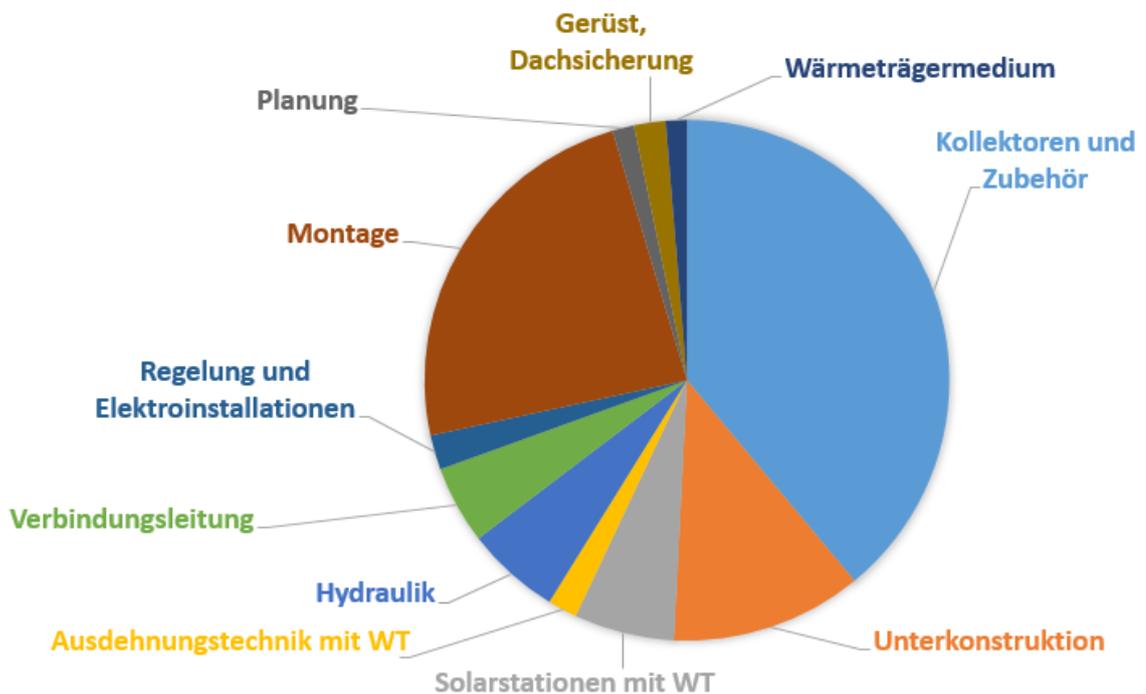


Abbildung 19: Aufteilung der Investitionskosten für den WV Waldkirch berechnet aus der Offerte des Herstellers 1.

In Abbildung 20 sind die Wärmegestehungskosten, bezogen auf die Brutto-Kollektorfläche, für die verschiedenen Hersteller dargestellt. Der Hersteller 6 erreicht mit seinem Flachkollektor den tiefsten Wärmepreis mit 6.1 Rp/kWh mit Subventionen. Auch die zweitgünstigste Variante ist eine Anlage mit Flachkollektoren vom Hersteller 5 (9.3 Rp/kWh), die VRK haben deutlich höhere Wärmegestehungspreise (11.7 – 17.8 Rp/kWh). Die Subventionen führen zu einer Absenkung der Kosten für die Anlage vom Hersteller 6 von 9.7 Rp/kWh auf 6.1 Rp/kWh was eine Reduktion um 37% ist.

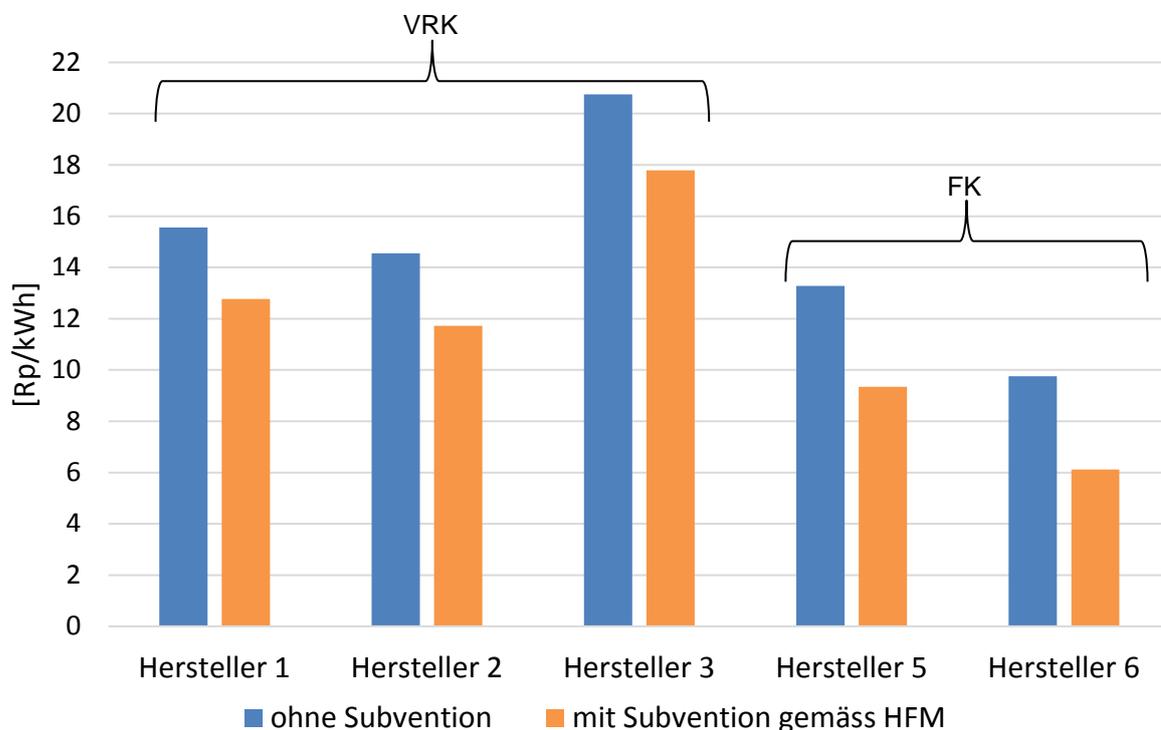


Abbildung 20: Wärmegestehungskosten im Vergleich mit und ohne Subventionen für den WV Waldkirch.

1.4.6. Übersicht aller Wärmeverbände

Um allgemeine Aussagen zu treffen, werden die Wärmeverbände miteinander verglichen. In Abbildung 21 sind die tiefsten, die durchschnittlichen und die höchsten Wärmegestehungspreise ohne Subventionen für jeden Wärmeverbund aufgeführt. Zusätzlich ist auch der tiefste Preis mit Subventionen dargestellt. Die Wärmegestehungskosten variieren sehr stark, was neben den Eigenheiten des Standortes und der Wärmeverbände auf die sich stark unterscheidenden Offerten und die Kollektortechnologie zurückzuführen ist. Die günstigsten Offerten lassen hoffen, dass solarunterstützte Wärmenetze in absehbarer Zeit auch ohne Subventionen wirtschaftlich sein könnten. Geht man von den günstigsten Angeboten aus, so führen diese bei vier der fünf Anlagen selbst ohne Subventionen zu solaren Wärmegestehungskosten unter 10 Rp/kWh.

In Abbildung 22 sind die Anlagenkosten pro Peakleistung für alle fünf Wärmeverbände aufgetragen. Es zeigt sich klar, dass die Anlagenkosten mit steigender Peakleistung abnehmen, jedoch nicht linear, da die Bedingungen wie Dachfläche, Entfernung zwischen Anlage und Heizzentrale etc. einen sehr grossen Einfluss auf die Anlagenkosten haben.

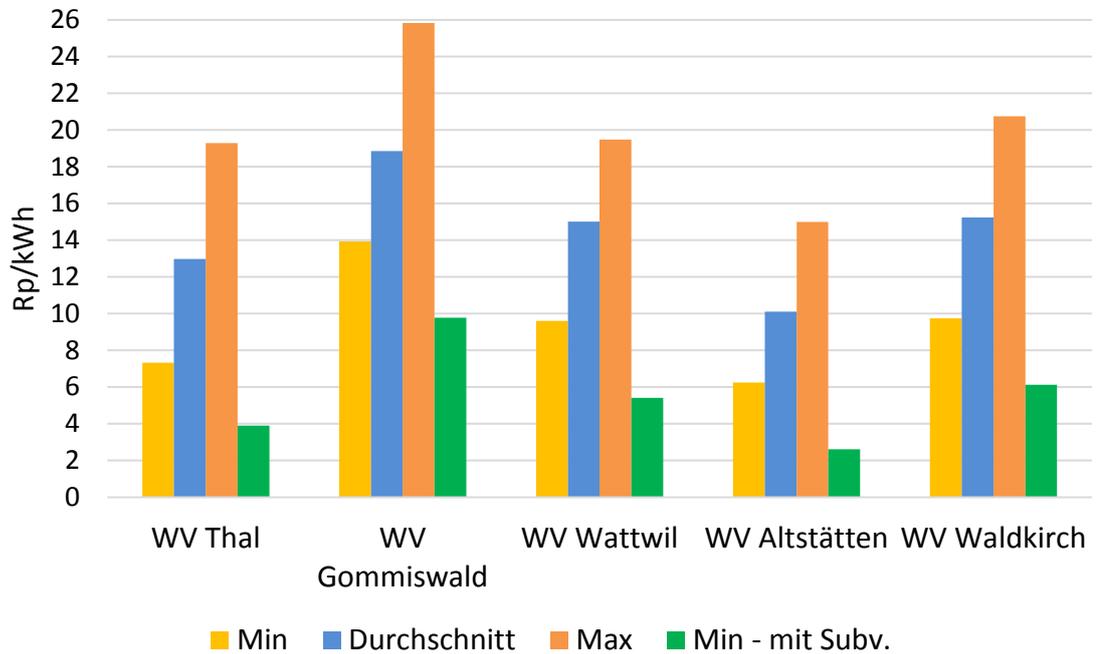


Abbildung 21: Übersicht der minimalen, durchschnittlichen und maximalen Wärmegestehungskosten für alle fünf im Detail untersuchten Wärmeverbände ohne Subventionen.

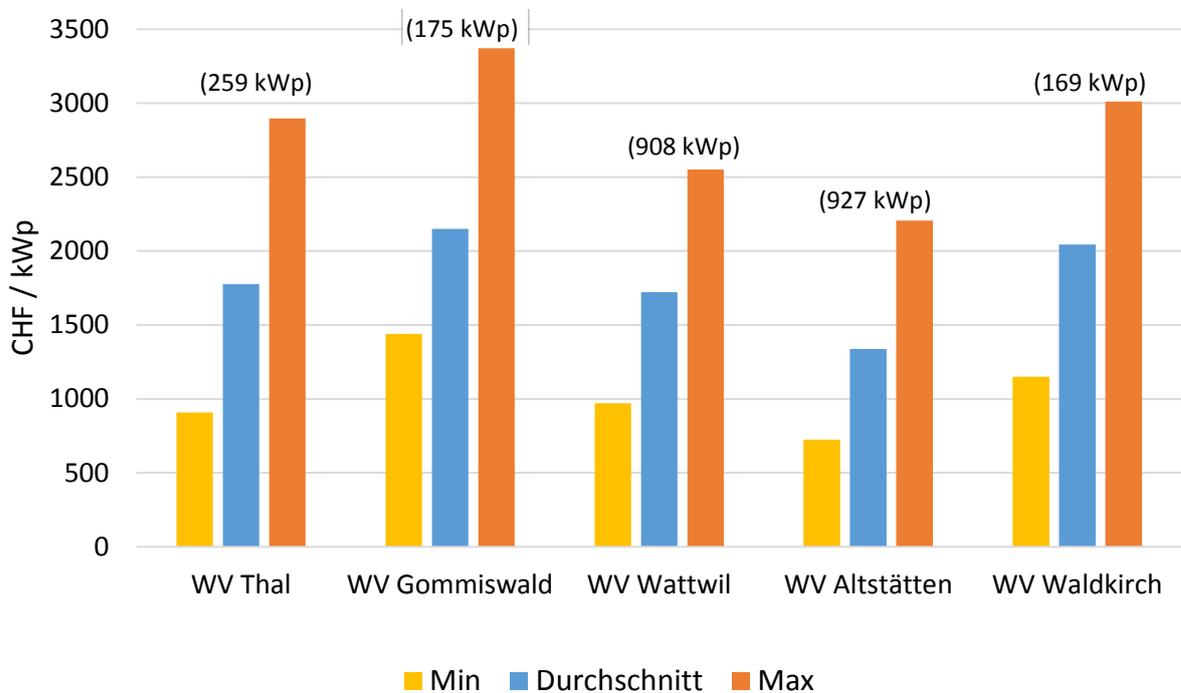


Abbildung 22: Übersicht der minimalen, durchschnittlichen und maximalen Anlagenkosten pro Peakleistung. Die durchschnittliche Peakleistung ist in Klammern angegeben.

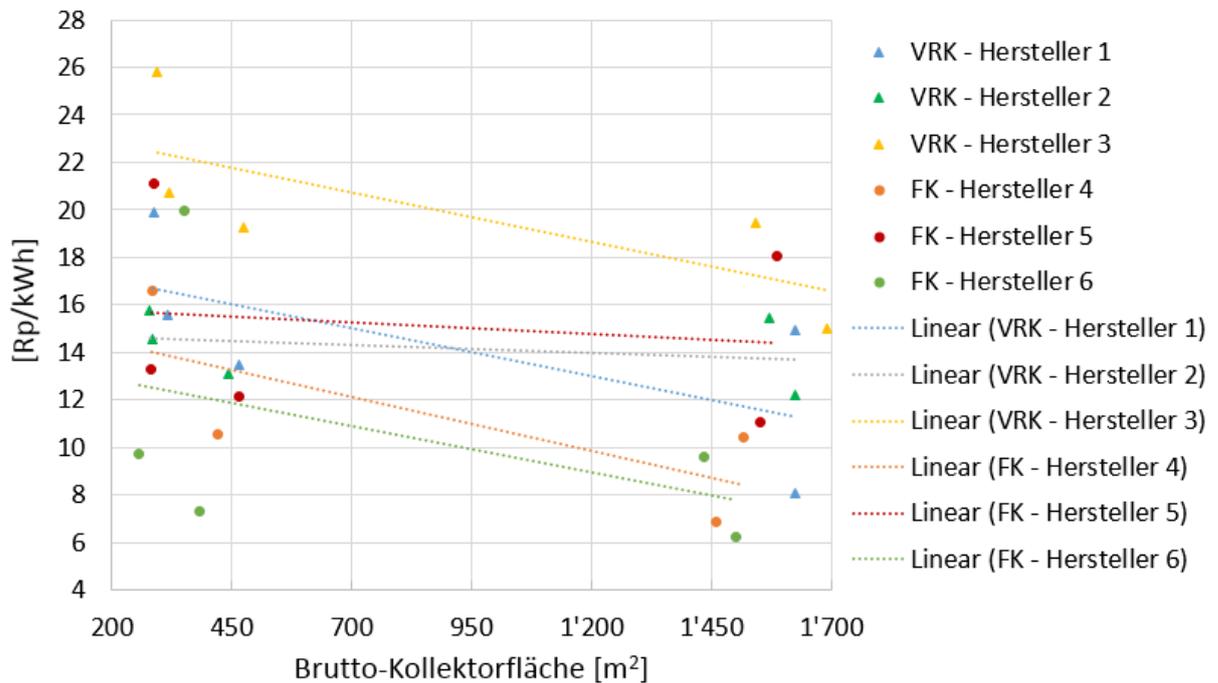


Abbildung 23: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Brutto-Kollektorfläche ohne Subventionen.

1.5. Weiterführende Untersuchungen

1.5.1. Freiflächenanlagen

Ein weiteres Potenzial um die Anlagenkosten einer Solaranlage zu senken liegt darin, die Anlagen nicht auf dem Dach aufzubauen, sondern auf Freiflächen. Durch die deutlich tieferen Montagekosten und die günstigere Unterkonstruktion können Einsparungen von 20-40% gegenüber Aufdachanlagen erreicht werden. Es wurde in dieser Studie nicht überprüft, ob und wenn ja in welchen Zonen Freiflächenanlagen bewilligungsfähig wären. Die Autoren empfehlen auch, die Akzeptanz von Freiflächenanlagen in der Bevölkerung zuerst abzuklären, bevor diese Option ernsthaft verfolgt wird. Eine weitere Unsicherheit bezüglich Freiflächen-Aufstellung in grösserem Umfang betrifft die damit verbundenen Landnutzungskosten.

In dieser Arbeit wurden für den Wärmeverbund Wattwil, Altstätten und Wittenbach zwei Freiflächen-Varianten berechnet (Informationen zum Wärmeverbund Wittenbach sind im Anhang zu finden):

- Variante 1: ohne zusätzliche Speicher
- Variante 2: mit zusätzlichen Speichern und erweitertem Kollektorfeld

Für alle Varianten wurde ein Landpreis von 50 Fr/m² angenommen, was ein hoher Preis wäre für Landwirtschaftsland, jedoch eher tief für Industrie- und Bauzonenflächen. Die Autoren gehen in dieser Studie davon aus, dass die Landfläche weiterhin landwirtschaftlich genutzt werden kann (z.B. durch Schafe) und somit auch nicht umgezont werden müsste. Bei einer solaren Nutzung wird das Land nicht versiegelt, und kann jederzeit wieder als Ackerland oder Weideland genutzt werden. Müsste



stattdessen Bauland gekauft werden mit Preisen zwischen 200 und 800 Fr/m², so würde dies eine ausschliesslich solare Nutzung unwirtschaftlich machen.

Als Basis für die Berechnung der Anlagenkosten dient der Wärmeverbund Altstätten, bei welchem mit einer grossen Flachdachanlage kalkuliert wurde. Für die Freiflächenanlagen wurden für den VRK des Herstellers 1 um 30% reduziert Kosten gegenüber der Flachdachanlage angenommen. Die Anlagenkosten für den FK des Herstellers 6 wurden um 20% gegenüber der Flachdachaufständerung reduziert. Die Berechnungsergebnisse sind in den Tabelle 28 bis Tabelle 31 für die verschiedenen Wärmeverbünde zusammengefasst.

	WV Wattwil	WV Altstätten	WV Wittenbach	
Anlagenkosten inkl. Installation	822'243	852'186	1'030'893	Fr
Zusätzliche Speicherkosten	-	-	-	Fr
Landkosten (50 Fr/m ²)	240'000	255'000	290'500	Fr
<i>Subventionen</i>	<i>471'674</i>	<i>488'806</i>	<i>591'060</i>	<i>Fr</i>
Brutto-Kollektorfläche	1'730	1'793	2'169	m ²
Benötigte Landfläche	4'800	5'100	5'810	m ²
Peakleistung	941	975	1'180	kWp
Solarertrag	955	1025	1205	MWh
Solaranteil	9%	7%	12%	
Tage ohne Kesselbetrieb	1	15	6	d
Wärmegestehungskosten	7.3 (4.5)	7.1 (4.4)	7.2 (4.4)	Rp/kWh

Tabelle 28: Berechnung der Wärmegestehungskosten für eine Freiflächenanlage mit VRK vom Hersteller 1 ohne zusätzlichen Speicher, in Klammern mit Subventionen.

	WV Wattwil	WV Altstätten	WV Wittenbach	
Anlagen Kosten inkl. Installation	1'093'155	988'592	1'352'661	Fr
Zusätzliche Speicherkosten	80'000	38'400	80'000	Fr
Landkosten (50 Fr/m ²)	312'000	282'750	400'000	Fr
<i>Subventionen</i>	<i>626'685</i>	<i>566'856</i>	<i>775'170</i>	<i>Fr</i>
Brutto-Kollektorfläche	2'300	2'080	2'846	m ²
Benötigte Landfläche	6'240	5'655	8'000	m ²
Peakleistung	1'251	1'131	1'548	kWp
Solarertrag	1270	1190	1576	MWh
Solaranteil	12%	8%	16%	
Tage ohne Kesselbetrieb	12	20	31	d
Wärmegestehungskosten	7.7 (4.8)	7.2 (4.5)	7.6 (4.8)	Rp/kWh

Tabelle 29: Berechnung der Wärmegestehungskosten für eine Freiflächenanlage mit VRK vom Hersteller 1 mit einer Speichererweiterung von 100% für den WV Wattwil und Wittenbach, und einer Speichererweiterung von 50% für den WV Altstätten. In Klammern mit Subventionen.



	WV Wattwil	WV Altstätten	WV Wittenbach	
Anlagen Kosten inkl. Installation	586'053	567'148	748'257	Fr
Zusätzliche Speicherkosten	-	-	-	Fr
Landkosten (50 Fr/m ²)	220'000	220'000	272'000	Fr
<i>Subventionen</i>	<i>506'345</i>	<i>490'050</i>	<i>646'156</i>	<i>Fr</i>
Brutto-Kollektorfläche	1'550	1'500	1'979	m ²
Benötigte Landfläche	4'400	4'400	5'440	m ²
Peakleistung	1'010	978	1'290	kWp
Solarertrag	760	776	998	MWh
Solaranteil	7%	5%	10%	
Tage ohne Kesselbetrieb	1	5	4	d
Wärmegestehungskosten	6.9 (3.1)	6.6 (3.0)	6.7 (3.0)	Rp/kWh

Tabelle 30: Berechnung der Wärmegestehungskosten für eine Freiflächenanlage mit FK vom Hersteller 6 ohne zusätzlichen Speicher. In Klammern mit Subventionen.

	WV Wattwil	WV Altstätten	WV Wittenbach	
Anlagen Kosten inkl. Installation	869'627	796'276	1'062'079	Fr
Zusätzliche Speicherkosten	80'000	38'400	80'000	Fr
Landkosten (50 Fr/m ²)	308'750	285'000	380'000	Fr
<i>Subventionen</i>	<i>750'770</i>	<i>687'545</i>	<i>916'653</i>	<i>Fr</i>
Brutto-Kollektorfläche	2'300	2'106	2'809	m ²
Benötigte Landfläche	6'175	5'700	7'600	m ²
Peakleistung	1'499	1'373	1'831	kWp
Solarertrag	1124	1075	1401	MWh
Solaranteil	10%	7%	14%	
Tage ohne Kesselbetrieb	11	19	28	d
Wärmegestehungskosten	7.3 (3.4)	6.8 (3.1)	7.1 (3.3)	Rp/kWh

Tabelle 31: Berechnung der Wärmegestehungskosten für eine Freiflächenanlage mit FK vom Hersteller 6 mit einer Speichererweiterung von 100% für den WV Wattwil und Wittenbach, und einer Speichererweiterung von 50% für den WV Altstätten. In Klammern mit Subventionen.



1.5.2. Einfluss des Standortes – Berechnung mit anderen Klimadaten

Auf Wunsch des BFE wird hier eine Einschätzung für andere Regionen in der Schweiz durchgeführt. Hierfür wurden in Anlehnung an die Parameter des WV Thal und des WV Altstätten mit zwei weiteren Klimazonen aus der Schweiz gerechnet. Um die zwei weiteren Klimastandorte zu bestimmen, wurde für verschiedene Regionen die Monatsmittel-Aussentemperatur (Abbildung 24) und die Monatsmittel-Kollektoreinstrahlung (Abbildung 25) verglichen. Die Auswertung zeigt, dass der Standort Altstätten in den Wintermonaten eher tiefere Aussentemperaturen aufweist als zum Beispiel Luzern oder Genf. Noch deutlich kälter sind die mittleren Aussentemperaturen für den Standort Davos. Diese sind über alle Monate gesehen fast gleichmässig um 6-7 °C tiefer als in Altstätten.

Die monatlich gemittelte Kollektoreinstrahlung auf die Kollektorebene (45° Neigung, Ausrichtung Süd) zeigt für den Standort Davos deutliche Unterschiede zu den anderen Ortschaften. Der Ertrag in den Wintermonaten ist deutlich höher als in Altstätten. Den ungünstigsten Verlauf der Kollektoreinstrahlung weist Luzern auf.

Für die weitere Untersuchung wurde der WV Thal mit dem Klima von Davos neu berechnet, da man in Regionen wie Davos eher von kleineren Wärmeverbänden ausgehen kann. Davos wurde als Klima gewählt, weil es am deutlichsten bezüglich Temperatur und Einstrahlung vom Wärmeverbund Thal abweicht.

Der WV Altstätten wurde mit den Klimadaten von Genf neu berechnet. Genf wurde ausgewählt, da an diesem Standort gute Frühlings- und Sommererträge möglich sind, und im Winter diese geringer ausfallen als in Altstätten. Die Aussenlufttemperaturen sind in Genf im Winter einige Kelvin höher als in Altstätten.

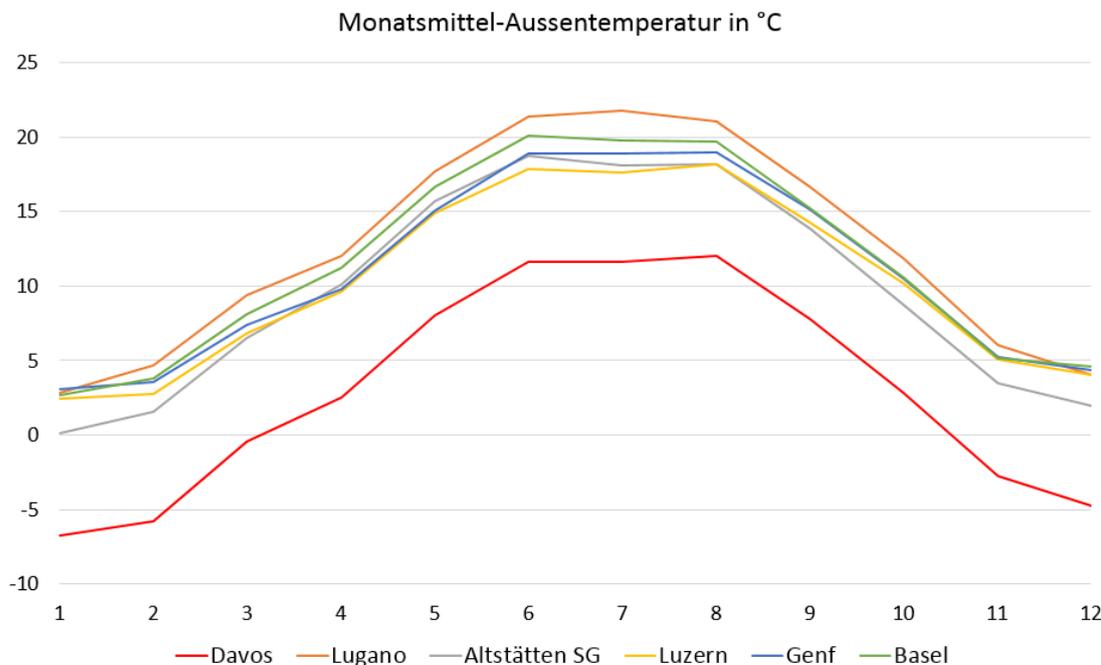


Abbildung 24: Vergleich der mittleren Aussentemperatur auf Monats Basis für verschiedene Schweizer Standorte.

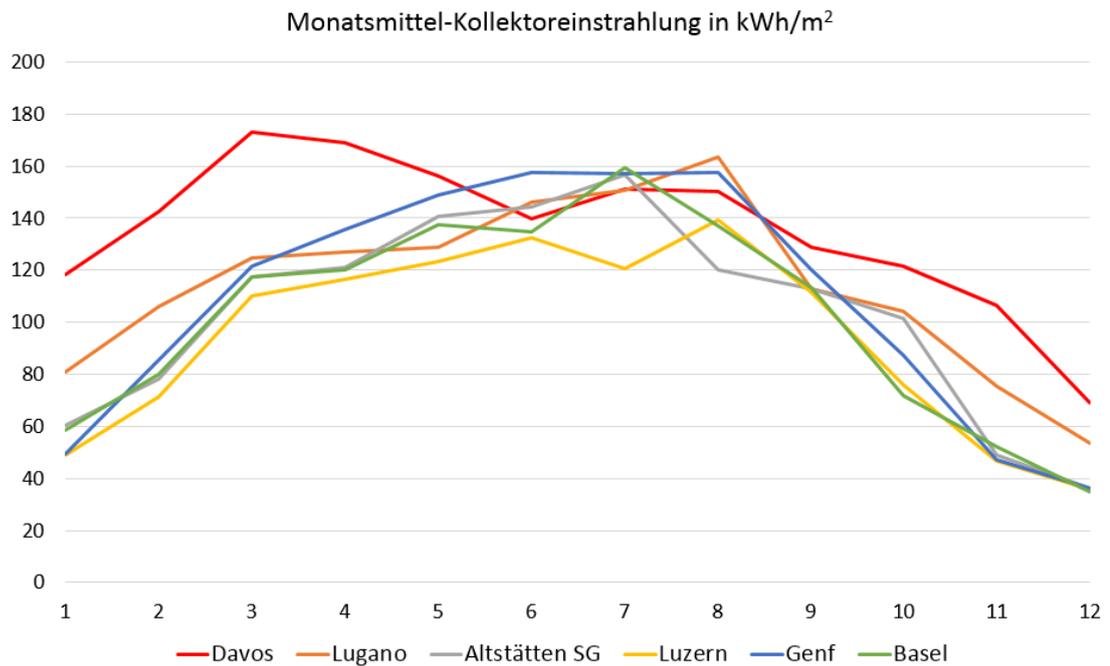


Abbildung 25: Vergleich der horizontalen Globalstrahlung auf Monats Basis für verschiedene Schweizer Standorte.

Für den Standort Davos wurde der Energiebezug des WV Thal angepasst, damit den tieferen Aussen-temperaturen Rechnung getragen werden kann. Es wurde angenommen, dass sich der Wärmebedarf um ca. 30% erhöht. Zusätzlich wurde die Verteilung des Wärmebedarfs über die Monate angepasst. Die Verteilung für den Standort Thal und die neue Verteilung für Davos sind in der Abbildung 26 dargestellt.

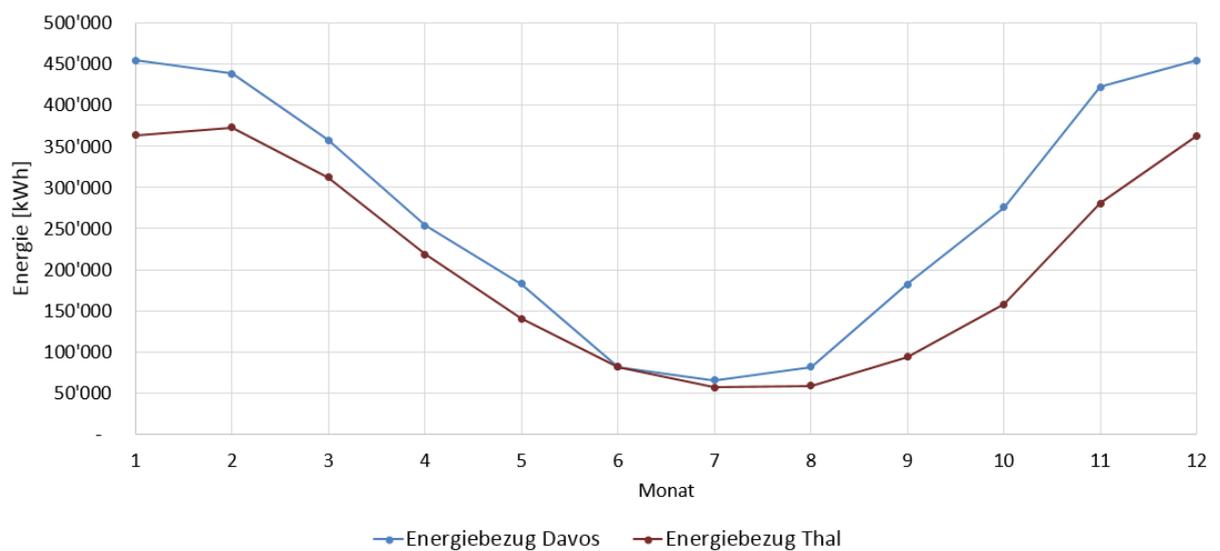


Abbildung 26: Verbrauchsprofil für den WV Thal am gleichnamigen Standort und ein angepasstes Verbrauchsprofil für den Standort Davos.



Für den Standort Davos wurde die Vorlauftemperatur im Winter so wie auch im Sommer mit 80 °C berechnet, im Gegensatz dazu wird am Standort Thal die Vorlauftemperatur im Sommer auf 65 °C reduziert. Die Neuberechnung wurde mit einem VRK vom Hersteller 1 und einem FK vom Hersteller 6 durchgeführt. Die Kollektorfeldgrösse wurde nur für die VRK Anlage leicht angepasst, da mehr Kollektoren auf dem bestehenden Dach platziert werden können und die Speicherkapazität für das Klima Davos noch nicht ganz ausgeschöpft ist. Zusätzliche Speicherkapazitäten wurden jedoch nicht berechnet. Der Vergleich zwischen dem Standort Thal und Davos ist in der Tabelle 32 zusammengefasst. Durch den standortbedingten erhöhten Kollektorertrag können für Davos die Wärmegestehungskosten für den VRK um 19% und für den FK um 15% gegenüber dem Standort Thal reduziert werden.

	Hersteller 1	Hersteller 6	Hersteller 1	Hersteller 6
Klima	Thal	Thal	Davos	Davos
Kollektortyp	VRK	FK	VRK	FK
Feld 1: Brutto-Kollektorfläche [m²]	341	223	341	223
Feld 2: Brutto-Kollektorfläche [m²]	124	160	158	160
Total Kollektorfläche [m²]	465	383	499	383
Solarertrag [MWh]	271	211	360	249
Wärmebedarf Total [MWh] (inkl. Verluste)	2'483		3'234	
Anteil Solar	11%	9%	11%	8%
Tage ohne Kesselbetrieb	5	0	2	0
Wärmegestehungskosten mit Subventionen [Rp/kWh]	10.8	3.9	8.7	3.3

Tabelle 32: Vergleich der Ergebnisse für den WV Thal an zwei verschiedenen Standorten.

Für den WV Altstätten wurde die Wärmebezugsmenge für den Standort Genf geringfügig reduziert, damit die Verteilung in den Wintermonaten mit den Aussenlufttemperaturen übereinstimmt. Abbildung 27 zeigt den angenommenen Wärmebedarf des Wärmeverbundes über die Monate aufgeteilt für die Standorte Genf und Altstätten.

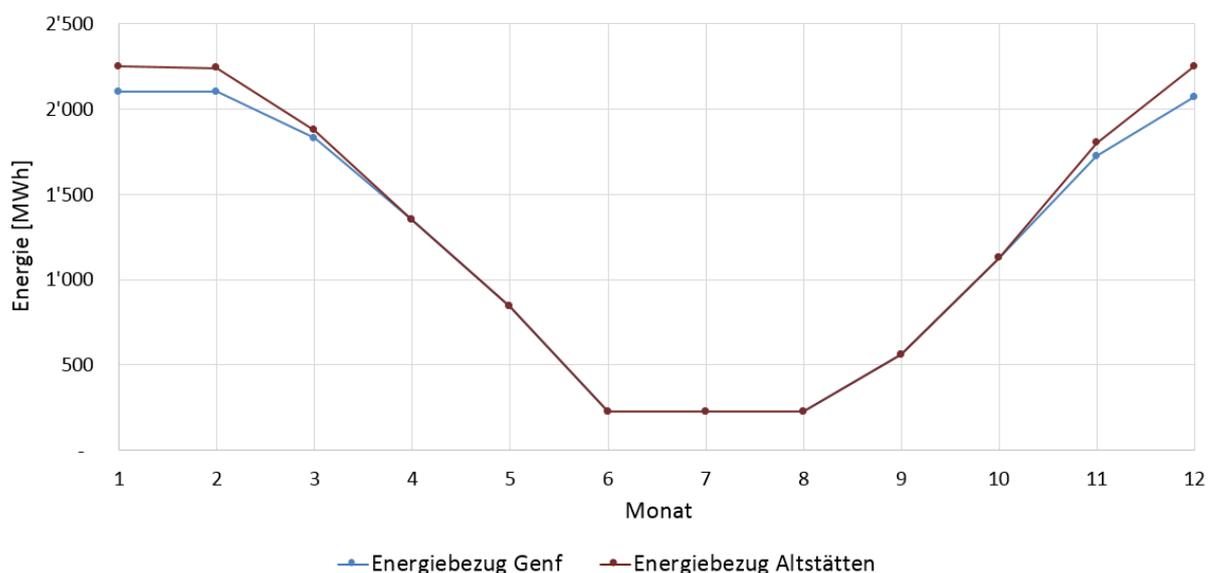


Abbildung 27: Verbrauchsprofil für den WV Altstätten am gleichnamigen Standort und ein angepasstes Verbrauchsprofil für den Standort Genf.

Auch für den WV Altstätten wurden die Kollektoren des Herstellers 1 und 6 verwendet. Die Kollektorfeldgrösse wurde für beide Kollektorentypen leicht erhöht, um das Dachpotenzial ganz auszunutzen, ohne jedoch die Temperaturgrenze von 100 °C zu überschreiten oder die Speicherkapazität zu erhöhen. Der Standortvergleich für den WV Altstätten ist in der Tabelle 33 zusammengefasst. Durch den erhöhten Kollektorsertrag können für den Standort Genf die Wärmegestehungskosten gegenüber dem Standort Altstätten für den VRK um ca. 6% und für den FK um ca. 8% reduziert werden.

	Hersteller 1	Hersteller 6	Hersteller 1	Hersteller 6
Klima	Altstätten	Altstätten	Genf	Genf
Kollektortyp	VRK	FK	VRK	FK
Feld 2: Brutto-Kollektorfläche [m²]	712	702	712	702
Feld 3: Brutto-Kollektorfläche [m²]	949	798	968	830
Total [m²]	1661	1500	1680	1532
Solarertrag [MWh]	953	776	1'031	853
Wärmebedarf Total [MWh] (inkl. Verluste)	14'874		14'277	
Anteil Solar	6%	5%	7%	6%
Tage ohne Kesselbetrieb	6	5	6	2
Wärmegestehungskosten mit Subventionen [Rp/kWh]	5.3	2.6	5.0	2.4

Tabelle 33: Vergleich der Ergebnisse für den WV Altstätten an zwei verschiedenen Standorten.



1.5.3. Einfluss von ökonomischen Annahmen auf die Wärmegestehungskosten

Eine Schwierigkeit bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten liegt darin, die ökonomischen Parameter festzulegen. In Abbildung 28 ist der Wärmegestehungspreis abhängig vom Kalkulationszinssatz für verschiedene Wärmenetze, mit dem VRK vom Hersteller 1 berechnet, dargestellt. Unter den gemachten Annahmen steigen die Wärmegestehungskosten (ohne Subventionen) um ca. 8% bei einer Erhöhung des Zinssatzes um einen Prozentpunkt.

Ein ähnliches Bild zeigt sich beim Vergleich des Kalkulationszinssatzes für die Flachkollektoranlagen vom Hersteller 6 (Abbildung 29). In diesem Fall steigen die Wärmegestehungskosten um ca. 10% bei einer Erhöhung des Zinssatzes um einen Prozentpunkt. Damit wird deutlich, dass die ökonomischen Annahmen wie der Kalkulationszinssatz entscheidend sein können ob eine Solaranlage wirtschaftlich sein kann oder nicht. Diese Zinssätze sind sowohl abhängig vom aktuellen und künftigen Zins- und Kapitalmarktgefüge, als auch vom Geschäfts- und Finanzierungsmodell des Investors. Sie müssen mit den Betreibern und Investoren individuell abgeklärt werden.

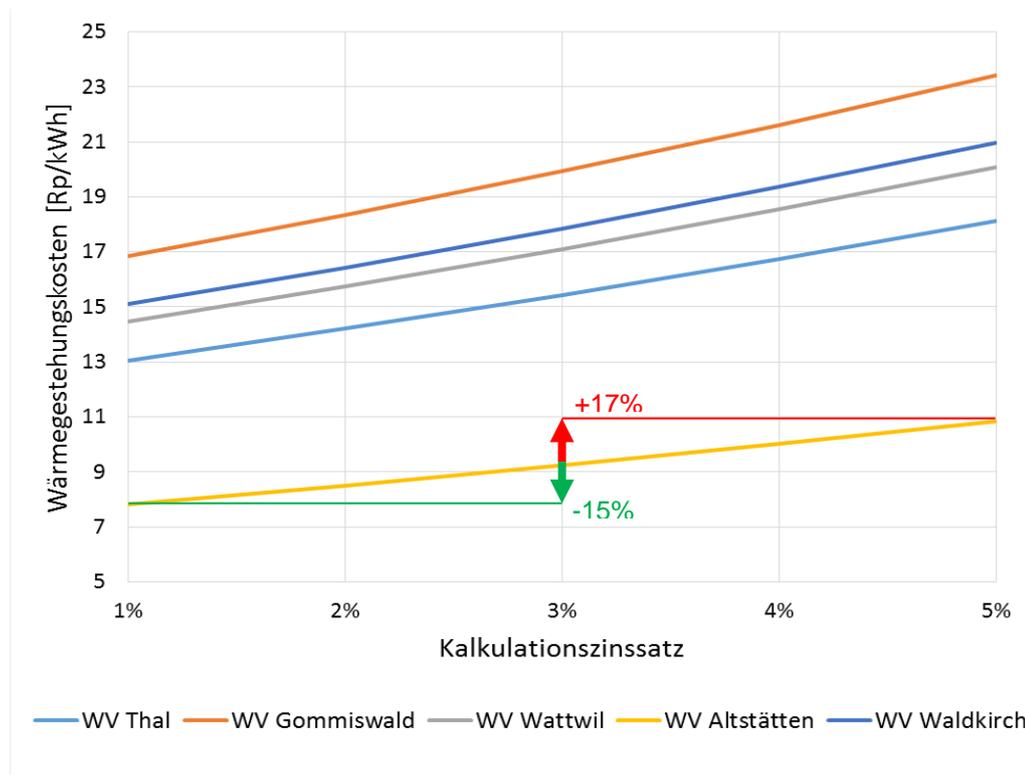


Abbildung 28: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit des Kalkulationszinssatzes mit VRK des Herstellers 1.

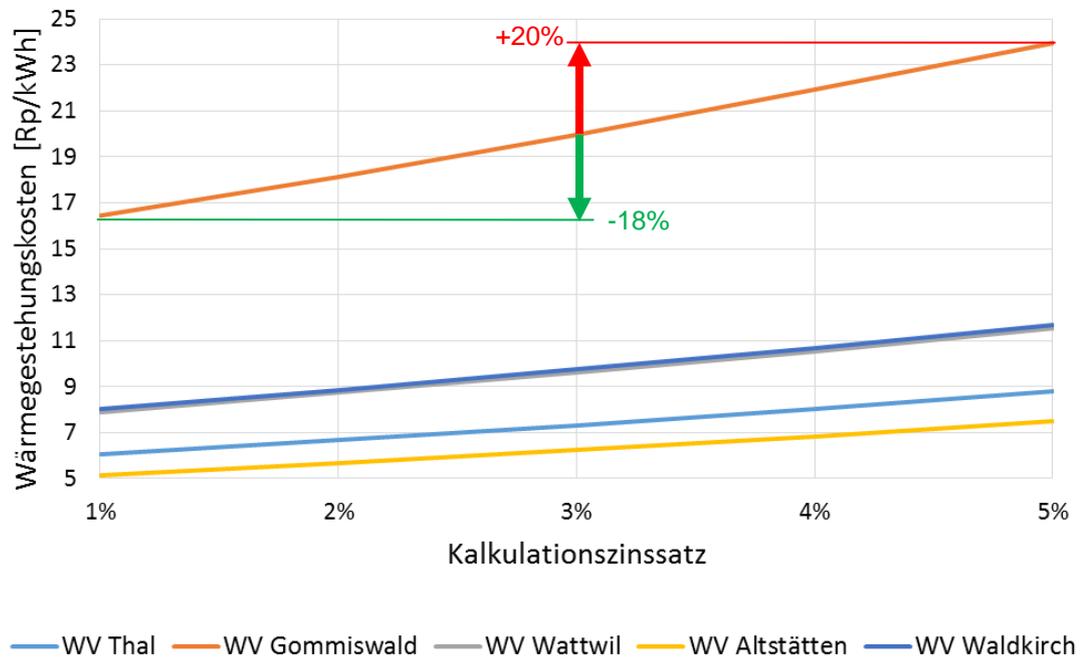


Abbildung 29: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit des Kalkulationszinssatzes mit FK des Herstellers 6.



Diskussion

Mit der hier vorgestellten Untersuchung kann gezeigt werden, dass auch in der Schweiz solarthermisch unterstützte Wärmeverbände zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten realisierbar sein sollten. Es zeigt sich, dass nicht nur ganz grosse Anlagen wie zum Beispiel in Dänemark tiefe Wärmegebungskosten erreichen können, sondern auch kleinere Flachkollektoranlagen mit ca. 400 - 1000 m² Brutto-Kollektorfläche. Betrachtet man die Offerten der sechs Hersteller, dann fallen in erster Linie die grossen Preisunterschiede auf. Ohne Subventionen werden auf Grund der besten Angebote Wärmegebungskosten zwischen 6.5 und 14 Rp/kWh erwartet. Für die teuersten Angebote liegt der Bereich zwischen 15 und 29 Rp/kWh. Diese Unterschiede sind zum einen Teil durch die Kollektortechnologie (VRK oder FK) verursacht, zum anderen Teil spielen aber auch Standortfaktoren wie die Montagemöglichkeit oder die Anbindung an die Heizzentrale eine sehr wichtige Rolle. Natürlich bestehen dabei auch Unsicherheitsfaktoren, welche in einer frühen Projektphase nicht komplett beseitigt werden können. Ob ein Kollektorhersteller im konkreten Umsetzungsfall die hier offerierten Preise auch wirklich realisiert, kann zum jetzigen Projektstand nicht abschliessend beurteilt werden.

In diesem Projekt wurde das harmonisierte Fördermodell der Kantone (HFM) zur Berechnung allfälliger Subventionen verwendet. Eine Förderung nach HFM könnte die Investitionskosten und somit auch die Wärmegebungskosten deutlich senken, so dass in den besten Fällen Wärmegebungskosten unter 3 Rp/kWh möglich erscheinen. Es konnte aber nicht abschliessend geklärt werden, ob diese Förderbedingungen auch auf Anlagen dieser Grössenordnung angewendet werden können.

Bei ersten Gesprächen mit Wärmeverbundbetreibern ging hervor, dass die Grenzkosten der Solarwärme zwischen 5 Rp/kWh und 6 Rp/kWh zu liegen kommen. Damit wird deutlich, dass eine Ergänzung mit Solarwärme für kleine Wärmeverbände ohne Subventionsbeiträge vermutlich zurzeit nicht wirtschaftlich ist.

Die Untersuchungen haben weiter gezeigt, dass die Randbedingungen einen grösseren Einfluss auf die Gesteigungskosten haben können als die Kollektorfeldgrösse bzw. Kollektoranzahl. Zum Beispiel kann hier die Verbindungsleitung zwischen Heizzentrale und Kollektorfeld genannt werden oder die Dacheigenschaften. Beides beeinflusst die Anlagenkosten wesentlich. Ob ein Flachdach oder eine Aufdachanlage zu bevorzugen ist, kann mit dieser Studie nicht abschliessend geklärt werden. Für beide Fälle konnten, abhängig vom Wärmeverbund, günstige Wärmepreise errechnet werden (WV Thal und WV Altstätten).

Generell zeigt sich, dass die Solaranlagen mit Vakuumröhrenkollektoren (VRK) teurer ausfallen als Flachkollektor-Lösungen, und dass diese Mehrkosten durch den erhöhten Wärmeertrag nicht vollständig kompensiert werden. VRK bieten jedoch die Möglichkeit auf eine Systemtrennung zwischen Fernwärme und Solaranlage zu verzichten, was wiederum die Anlagenkosten senken kann. Zu beachten ist, dass für eine solche Lösung im Winter ein erhöhter Wärmebedarf entsteht, da die VRK gegen Frost geschützt, d.h. frostfrei gehalten werden müssen. Diese Variante wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt. Ein weiterer Vorteil von VRK ist, dass diese ohne Anstellwinkel montiert werden können und somit die Kosten der Unterkonstruktion reduziert werden können. Flachkollektoren dagegen brauchen einen minimalen Neigungswinkel (20°-30°) um bei Regen einen Abfluss von Verschmutzung und Wasser zu garantieren.

Um die Kosten einer solarthermisch unterstützten Fernwärmelösung weiter zu reduzieren, könnte es von Vorteil, auch eine Freiflächen-Aufstellung in Betracht zu ziehen. Die Berechnungen zeigen, dass

bei grossen Wärmeverbänden wie Altstätten, Wattwil und Wittenbach ohne Berücksichtigung von Subventionen ein Wärmepreis zwischen 6.6 Rp/kWh und 7.6 Rp/kWh erreichbar sein könnte. Mit Subventionen nach HFM kann mit einer Halbierung des Wärmepreises gerechnet werden. Dabei ist wesentlich, dass die Kosten für das Land moderat ausfallen. In dieser Studie wurde mit einem Preis von 50 Fr/m² gerechnet. In Abbildung 30 ist eine Kollektorreihe in Dänemark abgebildet. Bei diesem Bild wird deutlich, dass zum Beispiel die Zwischenraumnutzung zum Beispiel mit Schafen ohne weiteres möglich und sinnvoll ist.



Abbildung 30: Kollektorfeld in Dänemark. Bildquelle Savo Solar, Finnland.

Die Untersuchungen haben weiter gezeigt, dass der Standort und somit die klimatischen Bedingungen eine wesentliche Rolle spielen können bei der Bestimmung des Wärmepreises. Ein Standort wie Davos ist sehr interessant für die Kombination von Solarwärme und Fernwärme, da die Solarstrahlung im Winter wie auch in der Übergangszeit vergleichsweise hoch ist. Der Einfluss durch Schnee wurde in diesen Berechnungen nicht berücksichtigt. Eine generelle Aussage bezüglich der Wirtschaftlichkeit für verschiedene Regionen in der Schweiz oder eine Extrapolation des Potenzials solarer Fernwärme für die ganze Schweiz kann derzeit nicht gemacht werden. Sehr viele Faktoren spielen eine Rolle (Dachaufbau, Sommerbedarf, lokale Gegebenheiten wie Horizont etc.) und müssten im Zusammenspiel eingehender untersucht werden.

Das Potenzial der Solarnutzung könnte mit Hilfe dynamischer Simulationen noch weiter berechnet werden. Zum Beispiel besitzt fast jedes am Fernwärmenetz angeschlossene Objekt Speicher für die Brauchwarmwasserbereitstellung. Durch eine intelligente Regelung wäre es möglich, die Beladung der Speicher zeitlich zu optimieren und somit auch das Solarenergiepotenzial zu steigern. Mit dynamischen Simulationen könnte auch abgeklärt werden, wie sich die Betriebseigenschaften eines Holzkes- sels ändern, und inwiefern Taktzyklen durch die Nutzung von Solarwärme beeinflusst würden. Frühere Studien haben gezeigt, dass bei Kombinationen aus Holz und Solarwärme bei ausreichender som- merlicher Solardeckung die Taktraten eines Holzkes- sels im Vergleich zum Brennstoffverbrauch über-



proportional sinken, sofern die Steuerung der Anlage sauber ausgeführt wird. Ob dies auch bei geringen solaren Deckungsraten der Fall ist, oder ob bei geringen Deckungsraten sogar mit einer Erhöhung der Taktraten zu rechnen ist, wurde bisher nicht untersucht.

Schlussfolgerung

Wenn eine solarthermische Anlage an ein Fernwärmenetz angeschlossen wird, können wesentliche Vorteile für den Fernwärmebetreiber folgen:

- Stabil tiefe Wärmegestehungskosten, die unabhängig sind von der Entwicklung der Brennstoffkosten.
- Bei ausreichender solarer Deckung komplette Vermeidung ineffizienter Teillast- und Taktbetriebe im Sommer, was Brennstoffeinsatz, Taktzyklen und Wartungsaufwand überproportional reduziert, und die Lebensdauer des Haupt-Wärmeerzeugers erhöht.
- Vermeidung fossiler Sommerlastdeckung (wenn vorhanden)
- Bei Ersatz von Biomasse im Sommer: Reduktion des Verbrauchs der beschränkten Ressource Holz, Reduktion von Transporten
- Sehr hoher Energieertrag bezogen auf die benötigte Fläche im Vergleich zu PV-Strom oder Biomasse-Produktion (dank hohem Wirkungsgrad von 50-70%)

Die Untersuchungen in dieser Studie zeigen, dass konkurrenzfähige Wärmepreise mit der Solarthermie eventuell bereits ohne Subventionen in Reichweite sind. Wesentlich sind die bauseitigen Randbedingungen, die erfüllt werden müssen. Bei der Solarwärme ist dank des hohen Wirkungsgrades der Landbedarf um einen Faktor 30 geringer als bei der Erzeugung derselben Wärmemenge mit Biomasse. Die Solarwärme kann ideal mit der Biomassenutzung kombiniert werden. Dabei wird der Winterwärmebedarf weiterhin ökologisch mit Biomasse gedeckt und der Bedarf an Biomasse im Sommer durch eine Solaranlage deutlich reduziert. Dies hat zur Folge, dass mehr Biomasse im Winter zur Verfügung steht. Falls im Sommer aus Gründen der Effizienz (ungünstiger Teillastbetrieb) noch fossile Energieträger genutzt werden, können der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen wesentlich reduziert werden (Beispiel WV Thal).

Empfehlungen

Da bisher in der Schweiz noch keine grösseren Solarwärmeanlagen zur Unterstützung von Wärmenetzen realisiert wurden, wäre die Demonstration der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit in einem begleiteten Pilot- und Demonstrationsprojekt angebracht. Offene Fragen wie die Auswirkung verschiedener solarer Deckungsgrade auf die Reduktion von Gaskesselbetrieb und auf das Taktverhalten von Biomassekessel im Sommer sollten begleitet untersucht, und gegebenenfalls Regel- und Speicherstrategien zur optimalen Betriebsführung in Kombination mit Solarwärme erarbeitet werden. Die dezentrale Einspeisung von Solarwärme könnte das mögliche Potenzial zur Nutzung bereits vorhandener Dachflächen weiter erhöhen. In diesem Bereich sind jedoch auch international nur wenig Erfahrungen vorhanden.

Aus ökonomischer Sicht wäre es von Vorteil, wenn zwei oder drei solare Fernwärmeprojekte zur gleichen Zeit realisiert werden könnten, da dadurch der Skaleneffekt bei der Kollektorherstellung ausgenutzt werden könnte.



Weiteres Vorgehen

Die Ergebnisse aus dieser Machbarkeitsstudie sind sehr erfreulich und stimmen optimistisch. In einem weiteren Schritt wird mit den betreffenden Wärmenetzbetreibern überprüft, inwiefern diese auch auf Grund ihrer derzeitigen und antizipierten Brennstoffkosten und Grenzkosten bereit sind, eine detaillierter Planung der solaren Wärmeunterstützung anzugehen. Eine mögliche Ausweitung der Studie auf andere Kantone und auf die ganze Schweiz wäre sehr interessant. Nach diesem ersten Schritt im Kanton St. Gallen sind die notwendigen Werkzeuge und Daten vorhanden, um weitere Wärmeverbände effizient auszuwerten und zu berechnen.

Die Autoren halten es für sinnvoll, dass man sich mit der Frage der Freiflächennutzung für solare Wärmegewinnung auseinandersetzt. Vor- und Nachteile sollten offen diskutiert werden, bevor man sich prinzipiell für oder gegen eine solche – kosteneffizientere – Lösung entscheidet.



Referenzen

- [1] Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Wüthrich, P., Keller, M., Jakob, M., 2016: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2015 nach Verwendungszwecken. Bundesamt für Energie BFE, Oktober 2016.
- [2] Verband Fernwärme Schweiz, 2016. Jahresbericht 2015, April 2016. www.fernwaerme-schweiz.ch
- [3] Voss, P., 2016. District Heating and the European Energy Transition. Presentation Solar District Heating Conference. 21-22. September 2016, Billund (DK).
- [4] Oppermann, G., Gutzwiller, S., Müller, E.A., 2010. Projektentwicklung Fernwärme Schweiz – Abwärmennutzung aus (DE)Zentralen Quellen der Industrie und Umwelt. BFE Schlussbericht Projektphase 1, Mai 2010.
- [5] Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants. <http://solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx>, Zugriff 20.10.2016.
- [6] Per Alex Sorensen, 2014. Sunstore 4 Design of the plant. Presentation Solar District Heating Conference. 3-4. May 2014, Hamburg (DE).
- [7] VDI – Verein Deutscher Ingenieure, 2010. Solare Trinkwassererwärmung – Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau – VDI 6002 – Blatt 1. Februar 2010, Deutschland.
- [8] Planungshandbuch – Solarthermie 2008. Viessmann Deutschland GmbH, 9449 414 D 11/2008. www.viessmann.de
- [9] SIA 480: Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau. Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, 2016.
- [10] Bundesamt für Energie BFE, Konferenz Kantonalen Energiefachstellen EnFK. Harmonisiertes Fördermodell der Kantone (HFM 2015). Schlussbericht, September 2016. www.endk.ch



Dank

Die Autoren möchten sich bei allen Wärmeverbundbetreibern bedanken die an dieser Machbarkeitsstudie teilgenommen haben und Informationen zu ihrem Wärmeverbund geliefert haben.

Ein besonderer Dank gilt nachfolgenden Betreibern, welche die Studie mit detaillierten Daten unterstützt und ihre Erlaubnis für diese Publikation gegeben haben:

- Wärmeverbund Thal: Herr Michael Marti von der Gemeinde Thal und Herr Beat Bosshart vom Ingenieurbüro für Energietechnik AG
- Wärmeverbund Gommiswald: gommisWALDKraft AG, Herr Hanspeter Gebert
- Wärmeverbund Wattwil: Thurwerke AG, Herr Thomas Grob
- Wärmeverbund Altstätten: NRG AG, Herr Romeo Böni
- Wärmeverbund Waldkirch: Waldkirch AG, Herr Romeo Böni
- Wärmeverbund Wittenbach: SAK AG, Herr Elmar Signer

Ein grosser Dank geht auch an die Kollektorhersteller für die Erstellung der zahlreichen Offerten, welche wesentlich für Wirtschaftlichkeitsberechnung waren.



Anhang

Die angewendeten Primärenergiefaktoren und Treibhausgasemissions-Koeffizienten sind in der Tabelle 34 zusammengefasst.

	Primärenergiefaktor nicht erneuerbar	Treibhausgasemissions- Koeffizient [kg/kWh]
Heizöl	1.29	0.319
Erdgas	1.16	0.249
Holz	0.10	0.020
Vakuurröhrenkollektoren	0.05 ⁹	0.010 ⁴

Tabelle 34: Primärenergiefaktoren und Treibhausgasemissions-Koeffizienten der Energieträger am Ausgang des Energiewandlers (auf Basis von SIA380/2015 – Grundlagen für energetische Berechnungen von Gebäuden)

Der Wärmeverbund Wittenbach wird durch die SAK (St.Gallisch-Appenzelische Kraftwerke AG) betrieben und steht in der gleichnamigen Gemeinde. Die technischen Daten des Wärmeverbundes sind in der Tabelle 35 zusammengefasst.

Wärmeverbund Wittenbach		
Energieträger 1	Holz (98%)	
Energieträger 2	Abwärme ARA (2%)	
Energieträger 3	Öl (Notbetrieb)	
Vorlauftemperatur Sommer	80	°C
Vorlauftemperatur Winter	80	°C
Rücklauftemperatur	50	°C
Speichergösse Tank	100'000	Liter
Speichergösser Leitungen	ca. 140'000	Liter

Tabelle 35: Berechnungsannahmen für den WV Wittenbach

⁹ SIA Wert um ca. Faktor 3 reduziert wegen Anlagengrösse (für Flachkollektor EFH und MFH auch Faktor 3 dazwischen, siehe SIA380/2015 Tabelle 6 – Anhang C)



Überarbeitungslog

23.03.2017 – Igor Mojic:

In Tabelle 10 wurde die „Kollektorfläche für Feld 2“ von 144 auf 48 m² korrigiert und somit auch die „Kollektorfläche Total“ von 352 auf 256 m² angepasst. Die Ertragsberechnungen ändern sich nicht, da sich nur die Werte in der Dokumentation (Tabelle) als falsch erwiesen haben.

Die Kosten in Tabelle 12 und die Wärmegestehungskosten in Abbildung 11 wurden wegen der angepassten Kollektorzahl (siehe oben) für den Hersteller 6 aktualisiert.

Abbildung 21 und Abbildung 22 wurden die Angaben zu „Min/Max mit Subventionen“ für den WV Gommiswald mit den neuesten Kostenberechnungen aktualisiert.