# 10 Jahre Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm "Solarthermie – Solare Großanlagen"

Aggregierte Ergebnisse 2010-2019

#### **Autoren**

Christian Fink, Projektleitung
Walter Becke
Veronika Hierzer
Saad Hummaid
Waldemar Wagner
Reinhard Pertschy

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

Max Blöchle Thomas Natiesta

Austrian Institute of Technology (AIT)

Gleisdorf, im März 2023



#### **Auftraggeber**

#### Klima- und Energiefonds

Leopold-Ungar-Platz 2/ Stiege 1/4. OG/Top 142 1190 Wien



Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms "Solarthermie – Solare Großanlagen".

#### **Programmabwicklung:**

#### **Kommunalkredit Public Consulting**

Türkenstraße 9 1092 Wien



#### Auftragnehmer und Projektleitung:

#### AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19

Tel.: +43-3112 5886 -14 Fax: +43-3112 5886 -18 E-Mail: <u>c.fink@aee.at</u>

www.aee-intec.at



#### **Projektpartner:**

#### Austrian Institute of Technology (AIT)

A-1220 Wien, Donau-City-Straße 1 www.ait.ac.at



Ringstraße 43a, A-4600 Wels www.asic.at







#### Kurzfassung

Parallel zum seit 2010 zum ersten Mal vom Klima- und Energiefonds aufgelegten Förderprogramm zu solarthermischen Großanlagen wurde auch das Instrument einer wissenschaftlichen Begleitung definiert und die Durchführung an ein Konsortium unter Leitung von AEE INTEC vergeben. Zentrale Aufgaben dieses Instruments sind einerseits die Durchführung von verpflichtenden Beratungsgesprächen mit den Förderwerbern und andererseits eine messdatenunterstützte Analyse während dem ersten Betriebsjahr (einjähriges Monitoring).

Innerhalb der zehn zwischen 2010 und 2019 ausgeschriebenen Förderprogramme wurden insgesamt 354 Beratungsgespräche mit kumulierten 133.373 m² Solarkollektorfläche durchgeführt.

Von den insgesamt 354 Projekten wurden 101 Projekte für die einjährige Monitoringphase ausgewählt, wobei diese zum Zeitpunkt der Berichtserstellung bei 80 Projekten bereits abgeschlossen wurde. Im Fokus steht dabei nicht die alleinige Betrachtung des Solarsystems, sondern viel mehr die Analyse der Einbindung in und die Interaktion mit einem gesamten Wärmeversorgungssystem (andere Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien, Abwärmequellen, Verbraucherstrukturen, Verteilnetze, Wärmespeicher, Regelung, etc.).

Im Verlauf von 10 Jahren wissenschaftlicher Begleitforschung von solarthermischen Großanlagen konnte eine Reihe von Erkenntnissen gewonnen werden, welche in diesem Kapitel zusammengefasst dargestellt werden.

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Erkenntnisse hinsichtlich eingesetzter Kernkomponenten und Anwendungsfelder von großen Solarthermieanlagen zusammengefasst.

#### Kollektortypen

Bisher kamen insgesamt sechs verschiedene Kollektortypen zum Einsatz:

• <u>Unabgedeckte Kollektoren</u> kamen bisher in zwei unterschiedlichen Ausführungen vor. Ein selektiv beschichtetes Blechdach kam bei Einspeisung in ein Nahwärmenetz zur Anwendung. Hier konnte ein spezifischer Solarertrag von 206 kWh/m²a erreicht werden.



Abbildung 1: Nebengebäude der Nahwärme Danzermühle mit unabgedeckten Flachkollektoren

In Verbindung mit Eisspeichersystemen werden Bündel von unabgedeckten Absorbermatten eingesetzt. Diese werden auf der Quellseite der Wärmepumpen in das System eingebunden und dienen als Luft-Wasser-Wärmetauscher, welche auch



Umgebungswärme aufnehmen können, wenn keine Sonne scheint. Im Sommer wird die Kollektoranlage zusätzlich als Wärmesenke für aktive Kühlung genutzt.



Abbildung 2: unabgedeckte Absorbermatten am Dach der Anlage Logistikzentrum IKEA (Quelle: AEE INTEC)

- <u>Flachkollektoren</u>: Mit Abstand am häufigsten werden die klassischen Flachkollektoren eingesetzt. Im Rahmen der Begleitforschung wurden rund 30 verschiedene Fabrikate gezählt, welche alle weitgehend ähnliche Eigenschaften haben und in den unterschiedlichsten Anwendungen zum Einsatz kommen.
- <u>Doppelt abgedeckte Flachkollektoren</u> werden vornehmlich in Bereichen eingesetzt, wo über das ganze Jahr hinweg höhere Nutztemperaturen gewünscht sind. Das betrifft im Wesentlichen die Integration in Wärmenetze oder Prozesse sowie thermisch getriebene Kältemaschinen.
- Vakuumröhrenkollektoren haben grundsätzlich die gleichen Anwendungsbereiche, doppelt abgedeckte Flachkollektoren. Bei Anlagen wie Vakuumröhrenkollektoren wird als Wärmeträgermedium vornehmlich Systemtrennung Heizungswasser verwendet, wodurch eine zwischen Heizungswasser- und Glykolkreislauf entfällt. Im Gegenzug muss ein geringer Anteil der geernteten Wärme (rund 3 %) für die Frostfreihaltung des Solarkreises eingesetzt werden.
- Der Einsatz von <u>Photovoltaik-Solarthermie-Hybridkollektoren (PVT)</u> ist insbesondere bei tieferen Betriebstemperaturen sinnvoll, da dann sowohl thermisch wie auf elektrisch gute Erträge möglich sind. Ihre prädestinierten Einsatzbereiche sind die Einbindung auf der Quellseite von Wärmepumpen (bspw. in Kombination mit Erdspeichern) oder Vorwärmstufen für Warmwasserbereitung. Erstmals wurden 2013, Anlagen mit PVT-Kollektoren eingereicht. Erst im Förderjahr 2019 erlebte die Technologie einen neuen Aufschwung, diesmal meist in Kombination mit Wärmepumpen-Erdspeicherkombinationen.



Abbildung 3: Hybridkollektorfelder an der Fassade der Bergstation (Bildquelle: www.solartor.cc)

• <u>Luftkollektoren</u> kamen bisher ausschließlich bei Trocknungsanlagen von Biomasse (meist Hackschnitzel) im landwirtschaftlichen Bereich zum Einsatz. Die erwärmte Luft wird direkt ohne Wärmetauscher auf das Trocknungsgut geleitet. Bei einigen



Anlagen kommen zusätzlich Steinspeicher zur Überbrückung einiger Stunden ohne solare Einstrahlung zum Einsatz.



Abbildung 4: Südansicht der Trocknungsanlage der Regionalenergie Natters eGen (Quelle: AEE INTEC)

#### <u>Speichertechnologien</u>

Bei einem Großteil der Solaranlagen ist ein Speicher integraler Bestandteil des Gesamtsystems. Bisher konnten fünf unterschiedliche Speichertechnologien identifiziert werden, die sich hinsichtlich Speichermaterial, Temperaturniveau und Funktion im Gesamtsystem unterscheiden. Die folgende Aufstellung ist nach aufsteigendem Temperaturniveau und Funktion sortiert.

• Ein <u>Eisspeicher</u> kommt ausschließlich in Kombination mit unabgedeckten (Solar-)Absorbermatten und Wärmepumpen zum Einsatz. Er dient als Wärmequelle für die Wärmepumpe im Heizfall und als Wärmesenke im Kühlfall. Die Raumkühlung kann passiv allein durch eine Umwälzpumpe zwischen Kälteverteilsystem und Eisspeicher oder aktiv über die Wärmepumpen erfolgen. Im Heizfall sinkt das Temperaturniveau des Eisspeichers auf minimal 2 °C ab. Durch die unterschiedlichen Kühlmodi kann die Temperatur im Eisspeicher auf maximal rund 20 °C regeneriert werden. Durch die Solaranlage kann bei Bedarf zusätzlich Wärme in den Eisspeicher eingebracht werden. In den bisher eingereichten Anlagen lagen die Volumina der Eisspeicher zwischen 500 und 1.440 m³ und wurden daher meist neben den Gebäuden unterirdisch platziert.



Abbildung 5: Bau des 1.440 m³ großen Eisspeichers (Quelle: IKEA)

 Systeme mit <u>Erdspeichern</u> stellen ein integrales Gesamtsystem mit Wärmepumpen und einer Solarthermie- bzw. PVT-Anlage dar. Durch aktive Regeneration des Erdspeichers mit Hilfe der Solaranlage findet der ein- oder zweilagig ausgeführte Erdspeicher ausschließlich unter dem Gebäude Platz. Der Erdspeicher kann im Sommer zusätzlich Derartige Systeme weisen ein hohes Maß an Standardisierung auf.





Abbildung 6: Verlegung und Endmontage der Rohrregister für den Erdspeicher bei Trotec Marchtrenk (Bildquelle: AEE INTEC)

• Durch <u>Bauteilaktivierung</u> wird der Gebäudemasse ein neuer Nutzen als Speicher aufgeprägt. Dieser träge Speicher kann einerseits gezielt und in definiertem Maße überheizt oder unterkühlt werden, um so Zeiträume von bis zu einigen Tagen ohne weitere Versorgung überbrücken zu können. Andererseits können die Nachheizsysteme deutlich kleiner dimensioniert werden, ohne dass in der Praxis Versorgungsschwierigkeiten entstehen. So wird beispielsweise die Wärmeversorgung der Volksschule Hallwang mit einer Heizlast von 120 kW samt angeschlossenem Turnsaal mit 114 kW Heizlast über 280 m² Solaranlage und einer 30 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe sichergestellt.

Für Solarthermieanlagen stellt Bauteilaktivierung eine sehr interessante Wärmesenke dar, da die niedrigen Betriebstemperaturen (Vorlauf bis max. 40 °C; Rücklauf bei rund 20 °C) der Bauteilaktivierung einen sehr effizienten Betrieb der Solaranlage ermöglichen. Selbstverständlich ist der niedrige Betriebstemperaturbereich auch für andere Wärmeerzeuger interessant. Es gibt eine Reihe umgesetzter Projekte in Österreich wo mit Windstrom oder lokal erzeugtem PV-Strom betriebene Wärmepumpen, bauteilaktivierte Gebäude versorgen. Des Weiteren gibt es Bestrebungen, bauteilaktivierte Gebäude in den Rücklauf von Wärmenetzen einzubinden.



Abbildung 7: Südost Ansicht der Volksschule Hallwang – die Fassadenkollektoren sind neben den Fenstern montiert, das Dach wurde sowohl für die Solarthermie- als auch für eine Photovoltaik-Anlage genutzt (Quelle: Gemeinde Hallwang)



- <u>Steinspeicher</u> werden in Kombination mit Luftkollektoren eingesetzt, um den Trocknungsprozess über die Nachtstunden fortsetzen zu können. Dies ist insbesondere für die Trocknung von Lebens- oder Futtermitteln wie bspw. Heu, Leguminosen oder Kräuter wichtig, da die Trocknung derartiger Güter über einen längeren Zeitraum stabil durchgeführt werden muss. Zur Beladung werden Steinspeicher von oben nach unten von heißer Luft durchströmt. Steinspeicher werden als Quader ausgeführt und die Größe wird üblicherweise in Tonnen angegeben. Diese lag bei den bisher eingereichten Projekten zwischen 40 und 325 Tonnen. Steinspeicher werden in einem ungefähren Temperaturbereich zwischen 30 und 60 °C betrieben.
- Wasserspeicher haben ein sehr weiten Einsatzbereich. Die Volumina reichen von 2 m³ (Pufferspeicher für Heizung oder Kühlung) bis 2.500 m³ (druckloser Pufferspeicher für Einspeisung ins Fernwärmenetz Graz) und der Temperaturbereich bewegt sich im Heizfall üblicherweise zwischen rund 20 °C (Pufferspeicher unten) rund 90 °C (Pufferspeicher oben). Neben den Wärmeversorgungssystemen für Raumheizungs- und Warmwasserbedarf von Gebäuden werden sie auch bei Solaranlagen, welche in Nah- und Fernwärmenetze einspeisen, eingesetzt. Der diesbezüglich bisher größte Wasserspeicher steht bei der Anlage "Energie Graz Helios". Dieser drucklose, direkt (ohne Wärmetauscher) mit dem Fernwärmenetz Graz verbundene 2.500 m³ große Wasserspeicher, dient einerseits als Speicher für die inzwischen rund 6.000 m² große Solaranlage und kann andererseits bei allgemeiner Wärmeüberproduktion im Graz Fernwärmenetz vom Netz beladen werden.



Abbildung 8: Ansicht des Speicherprojekts HELIOS der Energie Graz – Heizzentrale mit 2.500 m³ Pufferspeicher im Vordergrund, Hintergrund: Kollektorfeld in erster Ausbaustufe (2.000 m²) (Quelle: Energie Graz)

#### Anwendungsfeld: solare Versorgung von Einzelgebäuden

Für die voll- und teilsolare Versorgung von Einzelgebäuden kommen alle oben erwähnten Speichertechnologien (mit Ausnahme des Steinspeichers) und alle genannten Kollektortypen (mit Ausnahme von Luftkollektoren) zum Einsatz. Die Auswahl an möglichen Systemkonzepten ist durchaus umfangreich. Die Systemkombination von Erdspeicher, Solarthermie und Wärmepumpen und Eisspeicher, Solarthermie und Wärmepumpen sind als weitgehend standardisierte Gesamtversorgungskonzepte verfügbar. Deutlich mehr Systemvariationen wurden im Bereich der solaren Bauteilaktivierung oder in Verbindung mit (großen) Wasserspeichern als zentrale Speichertechnologie erfasst. Auch bei Bauteilaktivierung oder Wasserspeichersystemen kann auf bekannte Erfahrungswerte hinsichtlich sinnvoller Verschaltung sowie effizienten Betrieb zurückgegriffen werden. Eine wesentliche Unterscheidung zwischen den beiden genannten Gruppen kann hinsichtlich der primären Nutzung der Solarenergie getroffen werden. In Eis- und Erdspeichersystemen wird die Solarwärme primär als Quelle für die



Wärmepumpe oder für die Regeneration der Wärmepumpenquelle genutzt, wobei in Erdspeichersystemen auch die direkte Nutzung der Solarwärme für die Versorgung der Raumheizung bzw. Warmwasserbereitung möglich ist. In System mit Bauteilaktivierung oder Wasser-Pufferspeichern wird die Solarwärme fast ausschließlich direkt für die Wärmeverbraucher genutzt. Hinsichtlich solarem Deckungsgrad sind bei alleinigem Einsatz von Wasser-Pufferspeichern Werte bis rund 40 % realistisch umsetzbar. Bauteilaktivierte Gebäude können hinsichtlich Raumheizung durchaus solare Deckungsgrade bis 100 % aufweisen. Durch Nutzung der Solarwärme auf der Quellseite der Wärmepumpe (Erd- und Eisspeicher) kann die Quelle schlanker, als bei Auslegung ohne aktive Regeneration dimensioniert werden.

Solare erzeugte Wärme wird jedoch auch für den Antrieb thermischer Kältemaschinen (Adsorptionskältemaschinen) genutzt, welche alternativ zu Wärmepumpen für die Raumkühlung eingesetzt werden können. Derartige Kältemaschinen sind eine interessante Senke für die sommerlichen Wärmeüberschüsse von Solarthermieanlagen, die für hohe solare Deckungsgrade in den einstrahlungsarmen Monaten ausgelegt sind.



Abbildung 9: Ansicht des bauteilaktivierten Kultur- und Veranstaltungszentrum Hallwang mit aufgeständerten Kollektoren, 93% solarer Deckungsgrad (Bildquelle: www.hallwang.salzburg.at)

#### Anwendungsfeld: solare Netzeinspeisung

Im Bereich solare Netzeinspeisung lassen sich drei Anwendungsfelder unterscheiden: Mikronetze, kommunale und urbane Netzintegration. Gemeinsam haben die drei Kategorien, dass die Solarthermieanlage üblicherweise nur einen Teil des gesamten Wärmeerzeugerparks darstellt und in Abhängigkeit der Größe und des Temperaturniveau des Netzes unterschiedliche große Beiträge zum gesamten Wärmebedarf leisten kann. Als wesentliche Erkenntnis aus der Begleitung von 28 solaren Netzintegrationen in den unterschiedlichen Anwendungsfeldern kann festgehalten werden, dass die Netztemperaturen einen wesentlichen Einfluss auf den erreichbaren Solarertrag haben: je niedriger die Netztemperaturen desto höher ist im Allgemeinen der erzielbare Solarertrag.

#### Mikronetze

Wärmeverteilnetze werden Mikronetze genannt, wenn zumindest zwei räumlich voneinander getrennte Gebäude über diese versorgt werden. Häufig finden Mikronetze Verwendung in kleinen Siedlungen, Tourismus- und Gewerbebetrieben, aber auch in öffentlichen Gebäuden wie Krankenhäusern und Gemeindezentren. Die Anwendungskategorie Mikronetze lässt sich in zwei Subkategorien unterteilen: warme und kalte Mikronetze. Bei warmen Mikronetzen entspricht die Netztemperatur weitgehend der Nutztemperatur. In dieser Kategorie konnten im Zuge des Monitorings solare Deckungsgrade bis zu knapp 50 % nachgewiesen werden.







Abbildung 10: Ansicht Kollektorfeld der Anlage "Krankenhaus der Elisabethinen" mit warmem Mikronetz, solarer Deckungsgrad: 49% (Bildquelle: AEE INTEC)

Bei kalten Mikronetzen (auch Anergienetze) ist das Netz auf der Quellseite von (dezentralen) Wärmepumpen. Die Solarthermie wird hier für die Regeneration des Netzes eingesetzt. Im Vergleich zu warmen Mikronetzen sind hier höhere spezifische Solarerträge zu erwarten.



Abbildung 11: Panoramabild der Anlage "Waldmühle Rodaun" mit kaltem Mikronetz (Bildquelle: M&R Globalbau GmbH)

#### Kommunale Netzeinspeisung

Auf diese Sub-Kategorie entfallen Solareinspeisungen in Nahwärmenetze ländlicher Gemeinden und Kleinstädte. Aufgrund der großen Anzahl österreichischer Nahwärmenetze, zumeist überwiegend befeuert mit Biomasse, besitzt dieses Anwendungssegment ein großes Umsetzungspotenzial. Häufig werden die Kollektoren zentral auf dem Dach des Heizhauses bzw. des Lagerraumes montiert und die Wärme in Pufferspeicher, die auch von den Biomassekesseln genutzt werden, zwischengespeichert. Vereinzelt finden aber auch dezentrale Einspeisungen an anderer Stelle im Wärmenetz Anwendung.

Die Hauptmotivation für die Errichtung einer thermischen Solaranlage liegt hauptsächlich in der Optimierung des Sommerbetriebs und im effizienten Umgang mit der Ressource Biomasse begründet. Gemeinsam haben diese kommunalen Wärmenetzintegrationen, dass sie – bis auf wenige Ausnahmen - Kollektorflächen zwischen 100 und 500 m² aufweisen, immer über einen Pufferspeicher verfügen und sehr ähnliche, teilweise bereits standardisierte Anlagenschemata aufweisen.

Als beeindruckendes Beispiel für die Leistungsfähigkeit von Solarthermie in dieser Kategorie sei das Projekt "Nahwärme St. Ruprecht" genannt. Die 1.590 m² große Solaranlage erreichte bei Netztemperaturen von 87/46 °C im Winter bzw. 81/42 °C im



Sommer einen spezifischen Solarertrag von 663 kWh/m²a. In den Sommermonaten Juli und August konnte der gesamte Netzbedarf durch die Solaranlage gedeckt werden.



Abbildung 12: 1.590 m² Kollektorfeld sowie im Hintergrund der 100 m³ Pufferspeicher beim Heizwerk Nahwärme St. Ruprecht (Quelle: AEE INTEC)

#### <u>Urbane Netzeinspeisung</u>

Auf diese Subkategorie entfallen Solaranlagen, die im städtischen Umfeld in Fernwärmenetze einspeisen. Es handelt sich dabei um solare Einspeisungen ins Fernwärmenetz mit und ohne Zwischenspeicherung der Solarwärme (beides sowohl in Primär- oder Sekundärnetzen). Auch solare Einspeisungen in kleinere dezentrale städtische Netze ohne unmittelbare Einspeisung in das klassische Fernwärmenetz wurden im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung dieser Kategorie zugeordnet.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt "Energie Graz – Helios". Hier wurden auf eine aufgelassene Mülldeponie zunächst 2.000 m² Kollektorfläche Hochtemperaturkollektoren errichtet. Inzwischen wurde das Kollektorfeld auf 6.000 m² erweitert. Der 2.500 m³ große, drucklose Fernwärmespeicher wird von der Solaranlage, einem Deponiegas-BHKW (120 kWel, 170 kWth) und einem "Power-to-Heat"-Heizstab (90 kW) mit Wärme versorgt. Die Netztemperaturen im Grazer Fernwärmenetz liegen im Sommer bei 75°C/60°C und im Winter bei 120°C/50°C. Trotz dieser relativ hohen Netztemperaturen erreichte die Anlage durch gezielte Volumenstromregelung im solaren Primär- und Sekundärkreis einen vergleichsweise hohen spezifischen Solarertrag von 577 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a.

#### Anwendungsfeld: solare Prozesswärme

In diesem Themengebiet ist eine Kategorisierung schwer möglich, da die Betriebe und ihre Prozesse sehr unterschiedlich sind. Die 12 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase behandeln beispielsweise Solarwärmeintegrationen aus den Bereichen Metalloberflächenbehandlung, Fleischverarbeitung, Tierfutterherstellung Holztrocknung. Die zugrunde gelegten Systemkonzepte sind hinsichtlich Systemhydraulik und Dimensionierungsansatz sehr unterschiedlich. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurden diese auf nach Integrationspunkt der Solarwärme zwei grundsätzliche Subkategorien aufgeteilt: Einbindung auf Ebene der allgemeinen Wärmeerzeugung oder auf Ebene des jeweiligen Prozesses.

Im Bereich der Einbindung auf Ebene der allgemeinen Wärmeerzeugung konnten aufgrund der großen systemtechnischen als auch dimensionierungsspezifischen Unterschiede keine Standardlösungen identifiziert werden. Die Messergebnisse zeigen jedoch einen deutlichen



Zusammenhang zwischen der Versorgungstemperaturniveau und dem gemessenen Solarertrag – je tiefer die Versorgungstemperatur, desto höher der erreichbare spezifische Solarertrag.

Auch in der Subkategorie "solare Einbindung auf Prozessebene" ist die Vergleichbarkeit der einzelnen Anlagen schwierig. Jedoch hat insbesondere das Systemkonzept Trocknung von landwirtschaftlichen Gütern mit solaren Luftkollektoren in den letzten Jahren einen Aufschwung erlebt. Die bisher gemessenen Luftkollektor-Anlagen erreichten im Bereich Trocknung von Hackschnitzeln spezifische Solarerträge zwischen 524 und 727 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a.

In den letzten 10 Jahren, spielte die solare Prozesswärme eine eher untergeordnete Rolle. Im Kontext steigender Energiepreise für Öl und Gas stellt dieses Anwendungsfeld jedoch ein interessantes Potential dar.

#### Kosten von großen Solarthermieanlagen

Der Großteil der dokumentierten spezifischen Systemkosten liegt zwischen 500 €/m² und 1.000 €/m². Deutlich wird auch die große Streuung der Systempreise insbesondere bei kleineren Anlagen (zwischen 100 und 500 m²). Bei Anlagen größer 500 m² ist ein gewisser Skaleneffekt erkennbar, sprich umso größer die Anlagen umso geringer die spezifischen Systempreise. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass in den spezifischen Systemkosten auch die Kosten für die Speichertechnologie berücksichtigt sind, was insbesondere bei saisonalen Speichern einen wesentlichen Einfluss hat.

Im Vergleich mit Systempreisen aus dänischen Großsolaranlagen (durchwegs um € 200,-bis € 250 je m² Bruttokollektorfläche bei Anlagengrößen zwischen 5.000 und 70.000 m² Kollektorfläche) wird aber noch erhebliches Reduktionspotenzial ersichtlich.

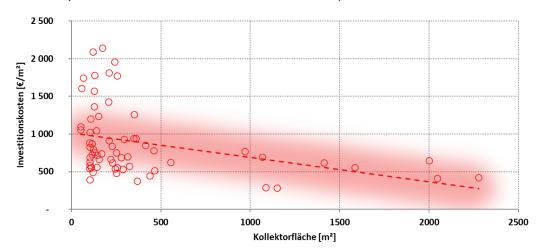


Abbildung 13: Spezifische Systemkosten in EUR/m² Bruttokollektorfläche (65 verfügbare Datensätze); Die rote Linie stellt die lineare Trendkurve dar.

Die Erkenntnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms erfreuen sich nationalen und internationalen Interesses, was 77 einschlägige Veröffentlichungen (Konferenzen, Fachveranstaltungen und Publikationen) durch das Projektteam demonstrieren. Darüber hinaus sind im Zuge der Projektbearbeitung bisher 15 akademische Arbeiten (Masterarbeiten), betreut durch das Team der wissenschaftlichen Begleitung, verfasst worden.



## Inhalt

1	EINL	EINLEITUNG 13	
2	ÜBERBLICK ÜBER DIE BERATENEN PROJEKTE MIT SOLARTHERMISCHER GROßANLAGE 1		14
3	ÜBERBLICK ZUR WISSENSCHAFTLICHEN BEGLEITUNG UND ERSTE ERGEBNISSE AUF EBENE DER EINREICHKATEGORIEN		17
	3.1	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen	18
	3.2	Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben	22
	3.3	Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden	25
	3.4	Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solare Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf	
	3.5	Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen	31
	3.6	Neue Technologien und innovative Ansätze ("aus der Forschung in Markt")	
4	KENNZAHLEN IM ANLAGENVERGLEICH		37
	4.1	Gemessene Wärmeverbräuche der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten	38
	4.2	Gemessene Solarerträge der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten	39
	4.3	Gemessene solare Deckungsgrade der Anlagen im Vergleich mit der Prognosewerten	า
5	AUSGEWÄHLTE STATISTISCHE DARSTELLUNGEN		43
	5.1	Bandbreite der eingesetzten Kollektortypen	43
	5.2	Durchschnittliche Kollektormitteltemperaturen	
	5.3	Betriebsarten der Solarsysteme	45
	5.4	Regelungsstrategien für den Betrieb des Solarkreises	47
	5.5	Bandbreite des spezifischen Speichervolumens	48
6	DETE	KTIERTES OPTIMIERUNGSPOTENTIAL	51
7	INNOVATIONEN UND HIGHLIGHTS		56
	7.1	Solarthermie und Wärmepumpenkombinationen	56
	7.2	Solare Bauteilaktivierung – Multifunktionale Nutzung von Gebäudebauteilen	62
	7.3	Zweifach abgedeckte Flachkollektoren für Anwendungen im Bereich zwischen 80 und 120°C	
	7.4	Trocknungsanlagen bei landwirtschaftlichen Betrieben mit Luftkollektor-Anlagen	68
	7.5	Neue Komponenten in solaren Wärmeversorgungssystemen	71
8	SPEZ	IFISCHE INVESTITIONSKOSTEN EINZELNER PROJEKTE	
9	LITERATURVERZEICHNIS77		



#### 1 Einleitung

Der Klima- und Energiefonds definierte im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen. Seit 2010 wurden in Rahmen von insgesamt zehn erfolgreichen Ausschreibungen Förderzusagen an rund 308 Projekten vergeben. Als zentrale begleitende Instrumente für das Förderprogramm wurden seitens des Klima- und Energiefonds ein verpflichtendes Beratungsgespräch für die Förderwerber vor Fördereinreichung sowie eine wissenschaftliche Begleitung (Monitoring) ausgewählter Projekte über ein Betriebsjahr definiert. Die Umsetzung beider Instrumente wurde an ein Konsortium unter der Leitung von AEE INTEC vergeben.

Im Zuge des verpflichtenden Beratungsgesprächs ist es die Aufgabe des Projektteams kompetente Ansprechstelle für programmspezifische und technische Anfragen (Systemintegration, Dimensionierung, Hydraulik, Messkonzept, etc.) zu sein. Zwischen 2010 und 2019 wurden so 354 themenspezifische Beratungsgespräche durchgeführt.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung erfahren spezifische, von einer Fachjury ausgewählte Projekte eine messdatenunterstützte Analyse während dem ersten Betriebsjahr (einjähriges Monitoring). Im Fokus steht dabei nicht die alleinige Betrachtung des Solarsystems, sondern viel mehr die Einbindung in und Interaktion mit einem Wärmeversorgungssystem (andere Erzeugungsund technologien, Abwärmequellen, Verbraucherstrukturen, Verteilnetze, Wärmespeicher, Regelung, etc.). Dadurch kann sichergestellt werden, dass neue Ansätze und Konzepte auch entsprechend eingeschätzt und beurteilt werden können, was einerseits einen unmittelbaren Transfer in Richtung Akteure und Solarthermiebranche und andererseits Informationen auch wichtige für die Ausgestaltung von österreichischen Förderprogrammen (z.B. das gegenständliche Investitionsförderprogramm) Forschungsschwerpunkten ermöglicht. Gleichzeitig gibt die externe messtechnische Begleitung Investoren und Anlagenbetreibern Sicherheit, da die Analyse der Funktionalität und die Detektion von ggf. Optimierungspotenzialen einen weiteren zentralen Arbeitsschwerpunkt bildet.

Der folgende Bericht fasst die aggregierten Erkenntnisse aus zehn Jahren Beratungsaktivitäten und messtechnischer Begleitung ausgewählter Anlagen zum Förderprogramm "Solarthermie – Solare Großanlagen" zusammen. Damit steht in Ergänzung zu den sehr stark die Einzelanlagen fokussierenden und unmittelbar mit den jährlich ausgeschriebenen Förderprogrammen in Zusammenhang stehenden neun Jahresberichten (Fink et al., 2015, Fink et al., 2016a, Fink et al., 2018a, Fink et al., 2018b, Fink et al., 2019a, Fink et al., 2019b, Fink et al., 2020a, Fink et al., 2020b, Fink et al., 2022) auch ein übergeordneter Ergebnisbericht zur Verfügung. Die zentralen Inhalte bilden hierzu:

- Statistische Auswertung der beratenen Projekte
- Kategorisierung der Projekte aus der wissenschaftlichen Begleitung
- Trends und Entwicklungen in den Kategorien
- Ergebnisse zu Projekten mit bereits abgeschlossenem einjährigen Monitoring (Messergebnisse, statistische Auswertungen, kategorisierte Optimierungspotenziale)
- Interpretation von neuen Ansätzen und Konzepten
- Analyse der Investitionskosten
- Zusammenfassung der bisher erzielten Ergebnisse



### 2 Überblick über die beratenen Projekte mit solarthermischer Großanlage

Vom Projektteam wurden in den Einreichungsjahren 2010 bis 2019 insgesamt 354 Beratungsgespräche zu Solarprojekten mit insgesamt 133.373 m² Kollektorfläche durchgeführt. Eingereicht wurden die Solarprojekte mit gewerblicher Nutzung in den sechs nachfolgend dargestellten Einreichkategorien. Zu erwähnen bleibt, dass Kategorie 4 "Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf" ab 2016 nicht mehr ausgeschrieben wurde. Im Jahr 2018 wurde die neue Kategorie 4 "Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe" eingeführt. Kategorie 5 "Neue Technologien und innovative Ansätze" wurde 2013 erstmals ausgeschrieben. Die Idee dahinter ist, dass auch sehr spezifische Entwicklungen und Innovationen, die nicht unmittelbar einer der obigen Kategorien zugeordnet werden können bzw. noch nicht voll am Markt etabliert sind, trotzdem eine Einreichmöglichkeit erhalten (nach dem Motto "aus der Forschung in den Markt"). Eine weitere Besonderheit an der Kategorie 5 ist, dass die untere Grenze (für Kategorie 1 bis 4 gilt eine minimale Bruttokollektorfläche von 100 m²) auf 50 m² und die obere Grenze (für Kategorie 1 bis 4 gilt eine maximale Bruttokollektorfläche von 2.000 m²) auf 500 m² reduziert wurde. Um auch Solaranlagen größer 2.000 m² Bruttokollektorfläche durch die Förderung einen Marktimpuls zu geben, wurde erstmals in der Förderausschreibung 2016 die obere Grenze auf 10.000 m² erweitert. Die fünf Einreichkategorien sind nachfolgend im Überblick dargestellt:

- 1) Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
- 2) Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
- 3) Hohe solare Deckungsgrade (über 20% des Gesamtwärmebedarfs) in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
- 4) Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf (bis 2015)
- 4) Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe (ab 2018)
- 5) Neue Technologien und innovative Ansätze ("aus der Forschung in den Markt", ab 2013)

Abbildung 14 zeigt hierzu die Verteilung der Projekte nach der eingereichten Bruttokollektorfläche als auch nach den sechs Anwendungskategorien (farbige Kennzeichnung). Die größte Anzahl an Beratungsgesprächen entfiel mit 119 auf die Kategorie "Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen", gefolgt von 117 Projekten in der Kategorie "Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsbetrieben". Im Themenschwerpunkt "Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben" wurden 40 und in der Kategorie "Solarunterstützte Klimatisierung" 18 Beratungsgespräche durchgeführt. In dem 2013 neu im Förderprogramm aufgenommenen Themenbereich "Neue Technologien und innovative Ansätze" erfolgten 36 Beratungsgespräche und in der seit 2018 vorhandenen Kategorie "Solarthermie Wärmepumpe" in Kombination mit erfolgten 18 Beratungsgespräche.

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der Projekte nach der Bruttokollektorfläche sowie nach den unterschiedlichen Einreichjahren (farbige Kennzeichnung). Deutlich erkennbar ist, dass in den Einreichjahren von 2013 an vermehrt große Anlagen beraten wurden, was einen Trend hin zu größeren Anlagen ableiten lässt. Im Jahr 2016 wurden aufgrund der auf 10.000 m² Bruttokollektorfläche angehobenen Förderobergrenze ein Projekt mit 5.000 m² und ein Projekt mit 7.020 m² eingereicht. Im Jahr 2018 wurden insgesamt 5 größere Anlagen eingereicht (3 Anlagen mit mehr als 1.000 m², 2 Anlagen größer 2.000 m²).



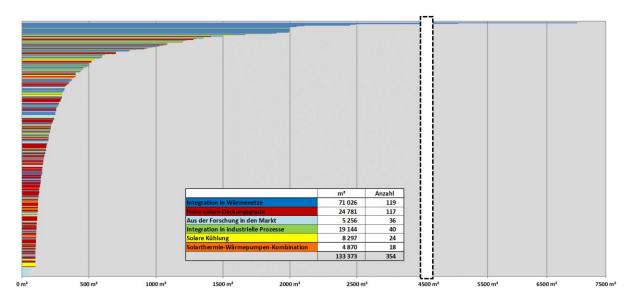


Abbildung 14: Darstellung der 354 beratenen Solarprojekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und der Anwendungszuordnung (2010 bis 2019 - farbige Kennzeichnung entsprechend Anwendungskategorie).

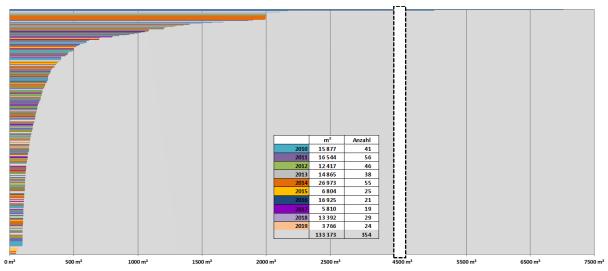


Abbildung 15: Darstellung der 354 beratenen Solarprojekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und nach Einreichungsjahr (2010 bis 2019 - farbige Kennzeichnung entsprechend dem Förderjahr).

Eine Kategorisierung der Anlagengrößen in Abbildung 16 macht deutlich, dass rund 84 % der beratenen Anlagen Bruttokollektorflächen kleiner als 500 m² aufweisen. Insgesamt sind von den 354 beratenen Solarprojekten 150 zwischen 50 und 150 m² Bruttokollektorfläche groß. Bei 104 Projekten wurden Kollektorflächen zwischen 151 und 300 m² und bei 41 Projekten Kollektorflächen zwischen 301 und 500 m² beraten. Bei weiteren 24 Projekten sind die Kollektorflächen zwischen 501 und 1.000 m² groß und bei 29 Projekten zwischen 1.001 m² und 2.000 m². Acht Projekte weisen Bruttokollektorflächen über 2.001 m² auf.



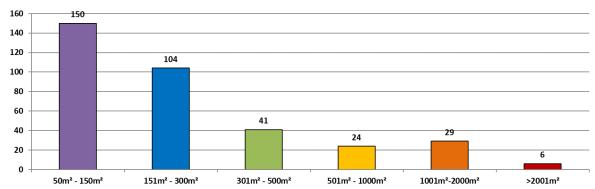


Abbildung 16: Kategorisierung der 354 beratenen Solarprojekte nach der Bruttokollektorfläche aus Einreichungsjahren 2010 bis 2019.



#### 3 Überblick zur wissenschaftlichen Begleitung und erste Ergebnisse auf Ebene der Einreichkategorien

Aus der Zahl der Projekteinreichungen je Jahr wurden bzw. werden von einer internationalen Jury spezifische Projekte (hoher Innovationsgrad, hohes Potenzial hinsichtlich Übertragbarkeit) für eine einjährige wissenschaftliche Begleitung ausgewählt. Diese erfolgt messdatengestützt über sämtliche Abschnitte des Wärmeversorgungssystems und nicht nur isoliert für das Solarsystem. Die verpflichtende messtechnische Ausstattung zu den jeweiligen Einreichkategorien kann dem eigens erstellten und laufend verbesserten Monitoringleitfaden (Fink, et. al, 2019) entnommen werden.

Von den insgesamt 354 beratenen Projekten wurden schlussendlich 119 Projekte für die wissenschaftliche Programmbegleitung ausgewählt. Eine Darstellung der 101 in der wissenschaftlichen Programmbegleitung verbliebenen Projekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und Einreichkategorie (farbige Kennzeichnung) erfolgt in Abbildung 17. Insgesamt entfielen 30 Projekte auf die Kategorie "Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen", gefolgt von 29 Projekten in der Kategorie "Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden". Aus dem Themenbereich "Neue Technologien und innovative Ansätze" verblieben 19, aus der Kategorie "Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben" 12, aus der 2018 eingeführten Kategorie "Solarthermie und Wärmepumpen Kombination" fünf und aus dem Themenschwerpunkt "Solare Klimatisierung" vier Projekte in der wissenschaftlichen Programmbegleitung. Deutlich wird, dass die größten Anlagen auf den Themenschwerpunkt "Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen" entfallen.

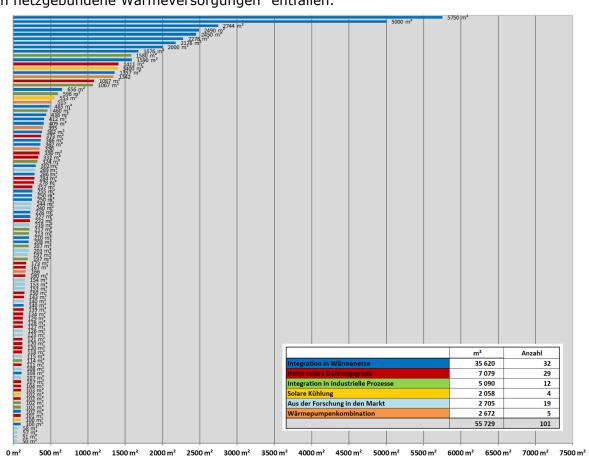


Abbildung 17: Darstellung der 101 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich (farbige Kennzeichnung).



Eine Kategorisierung der Anlagengrößen in Abbildung 18 zeigt, dass von den insgesamt 101 begleiteten Projekten 64 zwischen 50 und 300 m² Bruttokollektorfläche groß sind. 16 Projekte weisen Kollektorflächen zwischen 301 und 500 m², 5 Projekte Kollektorflächen zwischen 501 und 1.000 m² sowie weitere 9 Projekte Kollektorflächen zwischen 1.001 und 2.000 m² auf. Bei sieben Anlagen sind die Kollektorflächen größer als 2.000 m².

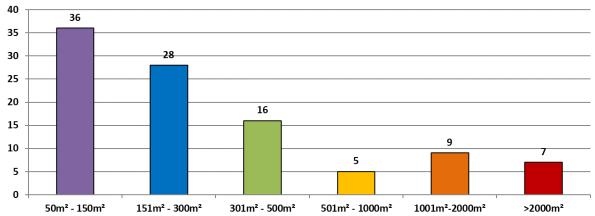


Abbildung 18: Größenkategorisierung der 101 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte

Obwohl bereits durch die Programmdefinition sechs Themengebiete vorliegen, entschied das Team der wissenschaftlichen Begleitung zur besseren Unterscheidung eine weitere Kategorisierung in den jeweiligen Themengebieten vorzunehmen. Die Kriterien bildeten dabei ähnliche Systemcharakteristika (z.B. Anwendung und Wärmeverbraucher, Systemhydraulik, Systemdimensionierung, Speichertechnologie, Höhe des solaren Deckungsgrades, etc.). Basierend auf dieser gewählten Kategorisierung wurden die Projekte aus der wissenschaftlichen Begleitung zugeordnet und in weiterer Folge anhand von Ergebnissen aus abgeschlossenen einjährigen Monitoringzeiträumen erste Überblicksergebnisse und Trends dargestellt.

#### 3.1 Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen

In diesem Themenbereich wurden 32 Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bei 28 Projekten abgeschlossen wurde. Bei zwei weiteren Projekten hat das Monitoring begonnen, 2 Projekte befinden sich noch in der Planungs- und Umsetzungsphase. Die zugrunde gelegten Systemkonzepte sind hinsichtlich Systemhydraulik und Dimensionierungsansatz sehr unterschiedlich. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurden diese auf drei grundsätzliche Subkategorien, dargestellt in Abbildung 19, reduziert.

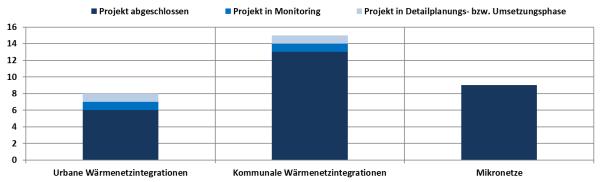


Abbildung 19: Übersicht, Kategorisierung und Status der Anlagen aus dem Themenbereich "Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen"



Für 24 der 28 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase waren für eine kombinierte Darstellung des spezifischen Solarertrags und der Netztemperaturen entsprechende Messdaten vorhanden. Bei vier Projekten konnten die Netztemperaturen seitens der wissenschaftlichen Begleitung nicht erfasst werden, da außerhalb Messsystemgrenzen lagen. Abbildung 20 zeigt für die Anlagen mit verfügbaren Netztemperatursensoren 5 Minuten Messwerte für Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes als Jahresdurchschnittswert in Relation mit dem spezifischen, gemessenen Solarertrag sortiert nach Sub-Kategorien. Die tiefsten mittleren Netztemperaturen (Mittel aus Vor- und Rücklauf) betrugen 27°C und stammen aus dem Niedertemperaturnetz "Waldmühle Rodaun" und die höchsten stammen mit 86°C aus dem Projekt "Ökoenergiepark Bergheim". Bei der Sub-Kategorie "Mikronetze" gibt es eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Systemkonzepte, wodurch hier kaum eine Vergleichbarkeit der Systeme gegeben ist. Trotzdem lässt sich ein gewisser Zusammenhang zwischen mittleren Netztemperaturen und Solarerträgen erkennen: höhere Netztemperaturen reduzieren den Solarertrag. Deutlicher ist dieser Zusammenhang in der Sub-Kategorie "Kommunale Netzintegrationen" sowie in der Sub-Kategorie "Urbane Netzintegrationen" erkennbar, wobei natürlich auch andere anlagenspezifische Aspekte erheblichen Einfluss haben (z.B. die Höhe des solaren Deckungsgrades, Kollektortyp, Speichergröße, Anlagenhydraulik und Regelung, ggf. Wärmepumpenkopplungen, etc.).

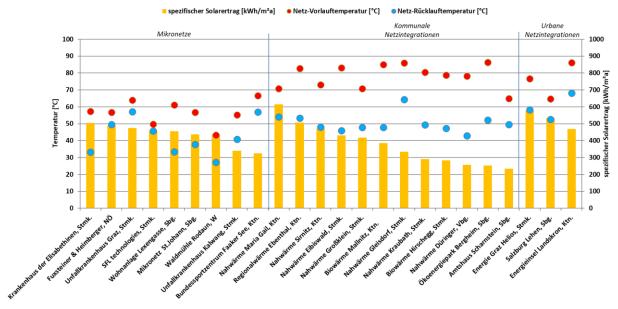


Abbildung 20: Durchschnittliche Vorlauf- und Rücklauftemperaturen über ein Monitoringjahr im Zusammenhang mit dem spezifischen Jahressolarertrag verfügbar für 24 Projekten der Kategorie "Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen" mit abgeschlossener Monitoringperiode

#### 3.1.1 Urbane Wärmenetzintegration

Konkret entfallen auf diese Sub-Kategorie Solaranlagen, die im städtischen Umfeld in Fernwärmenetze einspeisen. Es handelt sich dabei um solare Einspeisungen ins Fernwärmenetz mit und ohne Zwischenspeicherung der Solarwärme (beides sowohl in Primär- oder Sekundärnetzen). Auch solare Einspeisungen in kleinere dezentrale städtische Netze ohne unmittelbare Einspeisung in das klassische Fernwärmenetz wurden im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung dieser Kategorie zugeordnet.

Bisher konnte für sieben Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen werden (Salzburg Lehen, Fernheizwerk II und III Graz, Energieinsel Landskron, Energie Graz Helios, NW Mürzzuschlag und Wien Energie KW Simmering). Eine städtische Netzintegration befindet sich noch in der Planungs- und



Umsetzungsphase (siehe Abbildung 19). Alleine in dieser Subkategorie sind große systemtechnische als auch dimensionierungsspezifische Unterschiede möglich.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt "Energie Graz - Helios". Hier wurden auf eine aufgelassene Mülldeponie zunächst 2.000 m² Kollektorfläche Hochtemperaturkollektoren errichtet. Der 2.500 m³ große, drucklose Fernwärmespeicher, der von der Solaranlage, einem Deponiegas-BHKW (120 kWel, 170 kWth) und einem "Power-to-Heat"-Heizstab (90 kW) mit Wärme versorgt wird, ist als Wochenspeicher gewährleistet eine optimale Betriebsführung konzipiert SO Wärmeerzeugungsanlagen. Darüber hinaus ermöglicht er die Entkopplung Energieerzeugung und -nachfrage, aber auch das Abfedern von kurzfristigen Leistungsspitzen und erhöht damit die Versorgungssicherheit im Grazer Fernwärmenetz. Im Spitzenlastbetrieb kann der Speicher Wärmeleistungen bis zu 10 MW bereitstellen, während im Regelbetrieb ca. 3,5 MW erreicht werden. Die Netztemperaturen im Grazer Fernwärmenetz liegen im Sommer bei 75°C/60°C und im Winter bei 120°C/50°C. Trotz durch relativ hohen Netztemperaturen erreichte die Anlage Volumenstromregelung im solaren Primär- und Sekundärkreis einen vergleichsweise hohen spezifischen Solarertrag 577 kWh/m<sup>2</sup>Apertura. Aufgrund von positiven Betriebserfahrungen wird die Anlage nun mit Helios II und Helios III um weitere jeweils ca. 2.000 m<sup>2</sup> erweitert.

Ein ganz anderes Konzept verfolgt das Projekt "Kraftwerk Simmering" im 11. Wiener Gemeindebezirk. Auf einem 68 m hohen Kesselhausgebäude, welches die Fernwärmeerzeugungsblöcke Simmering 1 und Simmering 2 sowie diverse Nebenanlagen für die Kraftwerksblöcke beherbergt, wurde eine 656 m² große Solaranlage errichtet. Ebenfalls im Gebäude befindet sich eine Nachspeisestation, welche die im Fernwärmeprimärnetz auftretenden Wasserverluste permanent mit aufbereitetem Netzwasser (Deionat) nachspeist. Die Solaranlage wird ausschließlich für die Vorwärmung des Nachspeisewassers genutzt. Dieses hat eine Temperatur von rund 20 °C, die Rücklauftemperatur des Primärnetzes liegt ganzjährig bei rund 65 °C. Aufgrund der optimalen Betriebsbedingungen für die Solaranlage konnte mit einem gemessenen spezifischen Solarertrag von 714 kWh/m²Apertura ein exzellentes Ergebnis erreicht werden.

#### 3.1.2 Kommunale Wärmenetzintegration

Auf diese Sub-Kategorie entfallen Solareinspeisungen in Nahwärmenetze ländlicher Gemeinden und Kleinstädte. Aufgrund der großen Anzahl österreichischer Nahwärmenetze, zumeist überwiegend befeuert mit Biomasse, besitzt dieses Anwendungssegment ein großes Umsetzungspotenzial. Häufig werden die Kollektoren zentral auf dem Dach des Heizhauses bzw. des Lagerraumes montiert und die Wärme in Pufferspeicher, die auch von den Biomassekesseln genutzt werden, zwischengespeichert. Vereinzelt finden aber auch dezentrale Einspeisungen an anderer Stelle im Wärmenetz Anwendung.

Vom Team der Begleitforschung werden 15 kommunale Wärmenetzintegrationen untersucht, wobei bei 13 die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Ein Projekt befindet sich aktuell in der Monitoringphase, ein Projekt ist in der Umsetzungsbzw. Detailplanungsphase (siehe Abbildung 19). Die Hauptmotivation für die Errichtung einer thermischen Solaranlage liegt hauptsächlich in der Optimierung des Sommerbetriebs und im effizienten Umgang mit der Ressource Biomasse begründet. So gilt es einerseits große Biomassekessel mit schlechter Teillastregelbarkeit im Sommer nicht zu betreiben sowie andererseits fossile Schwachlastkessel (oder auch Spitzenlastkessel) solarthermisch zu substituieren. Bei einer Anlage (Biowärme Mallnitz) war es auch erklärtes Ziel, in Kombination mit einer Biomasse-KWK Anlage nahezu 100% der Sommerlast abzudecken. Insgesamt konnte im Messjahr durch das BHKW und die Solarthermieanlage über 90% des



Sommerbedarfs werden, abgedeckt wobei der Beitrag aus den 438 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche (385 kWh/m<sup>2</sup>Apertura) rund 5% am Somerdeckungsanteil ausmachte. Die erreichten solaren Jahresdeckungsgrade der 13 Projekte mit bereits abgeschlossener Monitoringphase liegen zwischen 2% (Biowärme Mallnitz) und 12% (Nahwärme Eibiswald). Die Deckungsgrade im Zeitraum Juni bis September liegen zwischen 5 (Biowärme Mallnitz) und 91% (Nahwärme Düringer). Die jährlichen gemessenen spezifischen Solarerträge bewegen sich dabei in einem Band von 233 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a bis 614 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a (siehe unten). Als ein zentraler Einflussfaktor in Bezug auf hohe spezifische Erträge erwies sich das Temperaturniveau des Wärmeverteilnetzes. Gute Beispiele zeigen hier bereits günstige Temperaturniveaus (z.B. 65/49 °C), wobei es auch Verteilnetze gibt, die auf einem sehr hohen Temperaturniveau (z.B. 86/68°C) betrieben werden.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Nahwärme Maria Gail in Abbildung 21(b) dargestellt. Eine Solaranlage mit insgesamt 277 m² Bruttokollektorfläche versorgt dabei ein kommunales Wärmenetz mit einer Gesamtwärmeabnahme von 1,1 GWh/a. Die Solaranlage übernimmt rund 11% des jährlichen Wärmebedarfs und harmoniert dabei mit 2 Biomassekesseln (300 und 350 kW) und einem Ölkessel (420 kW). Das durchschnittliche Netztemperaturniveau lag bei 71/54°C. Die serielle Verschaltung von Kollektoren mit einfacher und doppelter Verglasung bildete die Basis für einen gemessenen spezifischen Jahresertrag von 614 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a.

Gemeinsam haben diese kommunalen Wärmenetzintegrationen, dass sie üblicherweise Kollektorflächen zwischen 100 und 500 m² aufweisen, immer über einen Pufferspeicher verfügen und sehr ähnliche, teilweise bereits standardisierte Anlagenschemata aufweisen. Ausnahmen hinsichtlich Kollektorflächen stellen die Anlagen NW Eibiswald mit 2.450 m², NW Friesach mit 5.750 m² und NW St. Ruprecht mit 1.590 m² dar.

Beim Projekt Nahwärme Großklein (485 m² Bruttokollektorfläche) als auch beim Projekt Nahwärme Scharnstein (228 m² Bruttokollektorfläche) konnten dezentrale, solare Netzeinspeisungen umgesetzt werden.

#### 3.1.3 Mikronetze

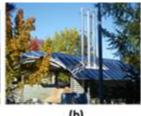
Wärmeverteilnetze werden Mikronetze genannt, wenn zumindest zwei räumlich voneinander getrennte Gebäude über diese versorgt werden. Häufig finden Mikronetze Verwendung in kleinen Siedlungen, Tourismus- und Gewerbebetrieben, aber auch in öffentlichen Gebäuden wie Krankenhäusern und Gemeindezentren. Vom Team der solarunterstützte Begleitforschung 9 Mikronetze wurden untersucht und Monitoringperiode ist für alle bereits beendet (siehe Abbildung 19). Bei den Projekten handelt es sich bei drei um solarthermische Integrationen in Wärmeversorgungsanlagen von Krankenhäusern, bei einer Anlage um die Einbindung in die Wärmeversorgung eines Tourismusbetriebes (Bundessportzentrum Faak), in 4 Fällen werden Wohnhausanlagen unterschiedlicher Größe (3 bis 19 Gebäude) versorgt und eine Anlage stellt einen Industriebetrieb dar (SFL technologies). Die erreichten solaren Jahresdeckungsgrade der Projekte liegen zwischen 4% und 49%. Die jährlichen gemessenen spezifischen Solarerträge bewegen sich dabei in einem Band von 324 kWh/m<sup>2</sup>Apertura bis 504 kWh/m<sup>2</sup>Apertura.

Als beispielhaftes Projekt in dieser Sub-Kategorie wird die Anlage am Krankenhaus der Elisabethinen in Graz dargestellt (siehe Abbildung 21, (c)). Die Solaranlage mit einer Fläche von 362 m² Bruttokollektorfläche unterstützt die Wärmeversorgung eines neu errichteten Bettentraktes als auch die Warmwasserversorgung des gesamten Krankenhausareals. Dieses Beispiel zeigt eindrucksvoll die Leistungsfähigkeit solarthermischer Systeme unter guten Auslegungs- und Betriebsbedingungen. Niedertemperaturwärmeabgabesysteme, die



sogar im Sommer angefordert werden, sorgen für sehr günstige Temperaturniveaus, die erheblich zu den durchschnittlichen Netztemperaturen von 57/33°C im einjährigen Messzeitraum beigetragen haben. Der gemessene spezifische Jahressolarertrag lag bei 504 kWh/m² Apertura.





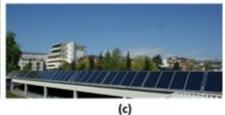


Abbildung 21: (a) Energie Graz Helios (2.000 m², 2.500 m³ druckloser Wasserspeicher, Einspeisung in Grazer Fernwärmenetz, SE: 577 kWh/m²a). (b) Nahwärme Maria Gail, (227m², 19 m³ Wasserspeicher, SD: 11%, SE: 614 kWh/m²a). (c) Krankenhaus der Elisabethinen, Graz (362 m², 20m³ Wasserspeicher SD: 49%, SE: 504 kWh/m²a); Bildquellen: AEE INTEC (a und c), NAH-WÄRME Maria Gail (b)

Die Kollektorflächen der wissenschaftlich begleiteten Projekte in der Sub-Kategorie Mikronetze liegen zwischen 100 und 1676 m² Kollektorfläche. Das Temperaturniveau der Verbraucherkreisläufe (Art des Abgabesystems, Dimensionierung, hydraulische Einregulierung) zeigt sich auch in dieser Kategorie als eine hoch sensitive Einflussgröße hinsichtlich Solarertrag und Wärmeverluste. Auffallend ist, dass die Komplexität der Wärmeversorgungssysteme relativ hoch ist (Portfolio an Wärmequellen, eigene Versorgung für einzelne Verbraucher, Abwärmepotenziale, etc.) und bisher keine Konzept-Standardisierung erkannt werden konnte.

#### 3.2 Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben

In diesem Themenbereich wurden 16 Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bereits bei 12 Projekten abgeschlossen wurde. Vier Projekte befinden sich in der Detailplanungs- bzw. Umsetzungsphase. In diesem Themengebiet ist eine Kategorisierung schwer möglich, da die Betriebe und ihre Prozesse sehr unterschiedlich sind. Die 12 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase behandeln beispielsweise Solarwärmeintegrationen aus den Bereichen Metalloberflächenbehandlung, Fleischverarbeitung, Tierfutterherstellung sowie Holztrocknung. Die zugrunde gelegten Systemkonzepte sind hinsichtlich Systemhydraulik und Dimensionierungsansatz sehr unterschiedlich. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurden diese auf zwei grundsätzliche Subkategorien aufgeteilt. Wie in Abbildung 22 dargestellt, wird nach dem Integrationspunkt der Solarwärme, sprich auf Ebene der allgemeinen Wärmeerzeugung oder auf Ebene des jeweiligen Prozesses, unterschieden. Bei Anlagen, die beide Einspeiseebenen bedienen, erfolgt die Zuteilung in die Kategorien entsprechend des größeren gelieferten Energieinputs.



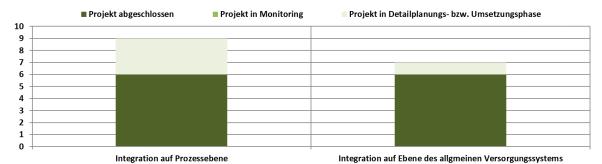


Abbildung 22: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Integration in industrielle Prozesse" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

#### 3.2.1 Integration auf Ebene der allgemeinen Wärmeversorgung des Produktionsbetriebs

Konkret entfallen auf diese Sub-Kategorie Anlagen, die auf Ebene der allgemeinen Wärmeversorgung und somit auf dem höchsten im Betrieb benötigten Temperaturniveau einspeisen. Ein Absenken der definitiv bei den Verbrauchern benötigten Temperaturen erfolgt erst in einer späteren Phase im Versorgungskonzept. Dies kann somit sowohl Einspeisungen in Heißwassernetze als auch in Dampfnetze bedeuten. Verbraucher sind dabei die einzelnen Prozesse sowie die Raumheizungskreisläufe der Betriebsgebäude und die Warmwasserversorgung. Zumeist werden die Solarsysteme in diesen Anlagen in Kombination mit einem zentralen Wärmespeicher betrieben. Häufig gilt es auch entsprechende Abwärmen (Rauchgas, Druckluftkompressoren, Kältemaschinen, etc.) in das Gesamtversorgungskonzept zu integrieren.

Bisher wurde für sechs Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Zwei Projekte speisen dabei in einen Heißwasserkreislauf und eines in ein Dampfheizungsnetz (Vorwärmung des Kesselspeisewassers). Wie Abbildung 22 zu entnehmen ist, befindet sich ein Projekt dieser Sub-Kategorie in der Monitoringphase. Die bisherigen Arbeiten machten auch deutlich, dass in dieser Subkategorie große systemtechnische als dimensionierungsspezifische Unterschiede möglich sind, weshalb eine Vergleichbarkeit der Projekte generell schwierig ist. In Abbildung 23 sind hierzu die spezifischen Solarerträge, die solaren Deckungsgrade und die Versorgungstemperaturen der sechs Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Betreffend die Versorgungstemperaturen kann gesagt werden, dass alle Projekte entweder zwei allgemeine Versorgungskreisläufe auf unterschiedlichen Temperaturniveaus versorgen (Beschlägefabrik Julius Blum; Weizer Schafbauern) oder zusätzlich zum allgemeinen Versorgungskreislauf direkt einen Prozess auf einem tieferen Temperaturniveau bedienen (Holztrocknung Reich: Hackguttrocknung; Fleischwaren Berger: Warmwasser für Reinigung; Flughafen Warmwasserbereitung für Restaurant; AVL: Einspeisung ins betriebliche Wärmenetz für Prozesswärme). Es ist ein deutlicher Zusammenhang zwischen spezifischem Solarertrag und Versorgungstemperaturniveau erkennbar.



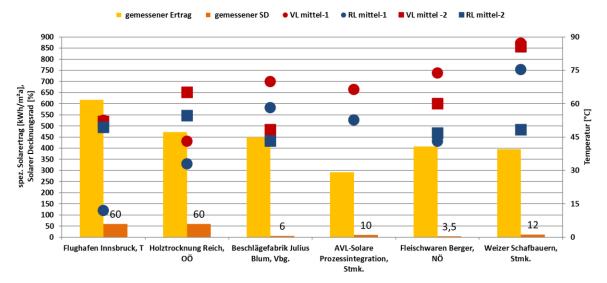


Abbildung 23: Durchschnittliche Versorgungsnetztemperaturen über ein Monitoringjahr im Zusammenhang mit dem spezifischen Jahressolarertrag von 6 Projekten der Kategorie "Solare Prozesswärme – Integration auf Ebene der allgemeinen Wärmeversorgung des Produktionsbetriebs"

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt "Weizer Schafbauern" in Abbildung 25 (a) dargestellt. Die Solaranlage mit insgesamt 114 m² Bruttokollektorfläche speist dabei in einen 10 m³ großen Pufferspeicher, welcher Verbraucher auf drei verschiedenen Temperaturniveaus versorgt: 75/55°C (Raumheizung und andere Verbraucher), 98/56°C (Produktion) sowie 80/45°C (Warmwasserbereitung). Die Solarenergie wird hier in den zentralen Pufferspeicher eingeschichtet. Der spezifische Solarertrag lag im Messjahr für dieses Projekt bei 396 kWh/m²Apertura bei einem solaren Deckungsgrad von 12%.

#### 3.2.2 Integration auf der Ebene des jeweiligen Produktionsprozesses

Vom Team der Begleitforschung werden 9 Projekte mit Solarwärmeeinspeisung auf der Ebene von spezifischen Prozessen (Tierfutterpelletierung, Trocknung in landwirtschaftlichen Bereichen) untersucht, wobei bei sechs Projekten die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Drei weitere Projekte befinden sich aktuell in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase (siehe Abbildung 22). In diese Subkategorie fallen Anlagen mit deutlichen systemtechnischen Unterschieden. Daher ist auch hier eine Vergleichbarkeit der Projekte generell schwierig. In Abbildung 24 sind hierzu die spezifischen Solarerträge, die solaren Deckungsgrade und die Versorgungstemperaturen der sechs Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Bei den linken drei Anlagen (Hackguttrocknung Mader, Regionalenergie Natters, Wührer Holztrocknung) handelt es sich um Anlagen mit Luftkollektoren. Die solar erwärmte Luft wird direkt für die Trocknung von Hackschnitzeln eingesetzt. Die Prozesstemperaturen liegen hier bei max. 38 °C. Es wurden keine Rücklauftemperaturen angegeben, da es sich um offene Systeme handelt. Die Anlagen "Hackguttrocknung Mader" und "Regionalenergie Natters" verfügen über keine Nachheizung, daher liegt der solare Deckungsgrad bei 100 %. Die Anlage Schickmaier versorgt zwar u.a. auch einen Trocknungsprozess, dieser wird jedoch von klassischen Flachkollektoren und einen Luft-Wasser-Wärmetauscher versorgt.



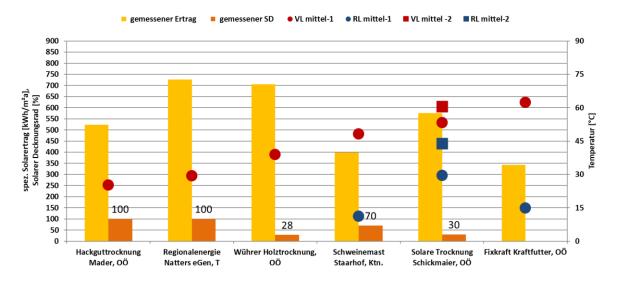


Abbildung 24: Durchschnittliche Versorgungsnetztemperaturen über ein Monitoringjahr im Zusammenhang mit dem spezifischen Jahressolarertrag von 6 Projekten der Kategorie "Solare Prozesswärme – Integration auf Ebene des jeweiligen Produktionsprozesses"

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt "Regionalenergie Natters" in Abbildung 25 (b) dargestellt. Die Solaranlage mit insgesamt 219 m² Bruttokollektorfläche ist vollständig in das Dach der Trocknungshalle integriert. Es handelt sich hierbei um Solar-Luftkollektoren, die direkt die Trocknungsluft erwärmen. Es gibt keine Nachheizung vor Ort wodurch der solare Deckungsgrad bei 100% liegt. Der spezifische Solarertrag lag im Messjahr für dieses Projekt bei 727 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a.



Abbildung 25: (a) Weizer Schafbauern, Stmk. (114 m², 10 m³ Wasserspeicher, SD: 12%, SE: 396 kWh/m²a). (b) Regionalenergie Natters, T. (219 m², SD: 100%, SE: 727 kWh/m²a); Bildquellen: AEE INTEC

# 3.3 Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden

Von den 37 in der wissenschaftlichen Begleitung befindlichen Projekte aus der Kategorie "Hohe solare Deckungsgrade (über 20% des Gesamtwärmebedarfs) in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden" wurde bei 35 Projekten die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen und zwei Projekte befinden sich in der Detailplanungs- bzw. Umsetzungsphase. Die einzelnen Projekte sind hinsichtlich der zugrundeliegenden Systemund Speichertechnik als auch hinsichtlich der angestrebten solaren Deckungsgrade sehr unterschiedlich. Wie in Abbildung 26 dargestellt, können diese grundsätzlich in 3 Sub-Kategorien unterschieden werden.



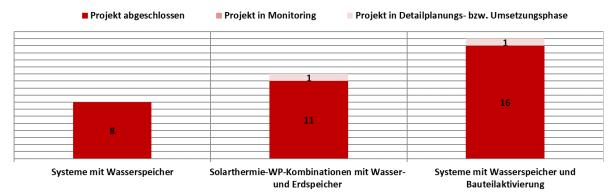


Abbildung 26: Übersicht, Kategorisierung und Status der Anlagen aus dem Themenbereich "Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden"

Wie oben bereits erwähnt, kann ein zentraler Unterschied dieser drei Sub-Kategorien in der Art des Energiespeichers als auch in der Art der Dimensionierung desselben gesehen werden. Abbildung 27 zeigt hier beispielsweise das durchschnittliche spezifische Speichervolumen für die jeweilige Sub-Kategorie. Hier sind sowohl die bei jeder Anlage installierten spezifischen Wasserspeichervolumen (in I/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>) als auch die auf "warmes" Wasseräquivalent umgerechneten Speicherkapazitäten der Bauteilaktivierung dargestellt. Hierzu wurden aus den konkreten Projekten der beiden Kategorien "Bauteilaktivierung" und "Erdspeicher" näherungsweise jeweils eine durchschnittliche Speicherkapazität berechnet und unter Berücksichtigung einer üblichen Temperaturdifferenz bei Wasserspeichern (30°C auf 95°C) das "warme" Wasseräquivalent bestimmt. Somit können näherungsweise unterschiedliche Speichermaterialien unmittelbar in ihrer Kapazität miteinander verglichen werden.

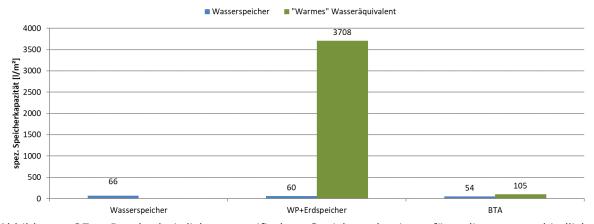


Abbildung 27: Durchschnittliche spezifische Speichervolumina für die unterschiedlichen Speicheransätze in den drei Sub-Kategorien (verfügbare Daten für 8 Projekte mit alleinigem Wasserspeicher, 12 Projekte mit zusätzlichem Erdspeicher und 17 Projekte mit zusätzlicher Bauteilaktivierung).

Diesen Ergebnissen nach ist die Dimensionierung der Wasserspeicher in allen drei Sub-Kategorien mit spezifischen Speichervolumenzwischen 54 und 66 I/m<sup>2</sup>Bruttokollektorfläche sehr ähnlich. Die durchschnittliche spezifische Speicherkapazität durch die Betonkernaktivierung liegt auf Basis Wasseräquivalent bei 105 l/m²Bruttokollektorfläche und bedeutet Wasserspeichervolumen gemeinsam mit dem 159 l/m<sup>2</sup>Bruttokollektorfläche Speichervolumen Solarthermieanlage. durchschnittliche spezifische für die Die Speicherkapazität durch die Erdspeicher liegt auf Basis Wasseräquivalent bei 3.708 l/m<sup>2</sup>Bruttokollektorfläche. Hierzu muss gesagt werden, dass die Dimensionierung des Erdspeichers einem saisonalen Ansatz unterliegt und als zentraler Dimensionierungsindikator die Funktion als alleinige Wärmequelle einer Wärmepumpe zugrunde liegt.



Deshalb ist ein direkter Vergleich der spezifischen Erdspeichergrößen mit den beiden anderen Sub-Kategorien trotz Umrechnung auf Wasseräquivalent nicht unmittelbar möglich.

#### 3.3.1 Systeme mit Wasserspeicher

Konkret entfallen auf diese Sub-Kategorie Anlagen, die überwiegend eine solare Warmwasserbereitung in gewerblichen Anwendungen bedienen und zusätzlich auch noch die Raumheizung unterstützen. Die geplanten bzw. definitiv erzielten solaren Jahresdeckungsgrade für Warmwasser und Raumheizung orientieren sich systembedingt eher an den in der Ausschreibung geforderten 20%.

Es wurde für alle 8 Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen (siehe Abbildung 26). Die messtechnisch bestimmten solaren Deckungsgrade liegen bei den sieben Projekten zwischen 11 und 37%. Ursachen für die Unterschreitung des geforderten solaren Jahresdeckungsgrades von 20% liegen insbesondere in der Unterschätzung des tatsächlichen Wärmebedarfs als auch in zu optimistischen Einschätzungen des Solarertrags begründet. Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Sternenhotel Wolfurt, ein Hotel mit 71 Zimmer in Vorarlberg, mit 167 m² Bruttokollektorfläche und 5 m³ Wasserspeicher in Abbildung 28 (a) dargestellt. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad liegt bei 15% und unterschreitet den für die Kategorie geforderten Wert von 20% aufgrund eines doppelt so hohen gemessenen jährlichen Wärmebedarfs im Vergleich zur Prognose in der Planungsphase. Grundsätzlich besitzen die Anlagen in dieser Sub-Kategorie mit durchschnittlich 66 l/m²Bruttokollektorfläche eher geringe spezifische Speichervolumen. Daraus resultieren eher längere Stagnationszeiten in den Sommermonaten. Die Bandbreite reicht hier von 38 bis 105 l/m²Bruttokollektorfläche.

# 3.3.2 Systeme mit Solarthermie- und Wärmepumpenkombinationen mit (kleinem) Wasserspeicher und Erdspeicher mit sommerlicher Regeneration

Auf diese Sub-Kategorie entfallen Projekte, die eher einen geringen Warmwasserbedarf aufweisen, sprich Solarsysteme mit Fokus auf die direkte Abdeckung als auch die indirekte Abdeckung von Raumheizungsanteilen, wobei unter indirekter Abdeckung die sommerliche Regeneration von Erdspeichern als Wärmequelle für Wärmepumpen oder die unmittelbare solare Einspeisung in den Verdampferkreis von Wärmepumpen zu verstehen ist.

Bisher wurde für elf Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Eine weitere Anlage befindet sich aktuell in der Detailplanungsphase (siehe Abbildung 26). Die messtechnisch bestimmten solaren Jahresdeckungsgrade liegen bei den elf abgeschlossenen Projekten zwischen 6 und 37%. Wobei zu erwähnen ist, dass für die Berechnung des solaren Deckungsgrades nur direkt nutzbare Erträge für Warmwasser und Raumheizung herangezogen wurden. Solarerträge auf die Quellenseite der Wärmepumpe oder Erträge zur Regeneration des Erdreichs wurden nicht berücksichtigt.

Werden in der Energiebilanz die gesamten Solarerträge berücksichtigt, läge der solare Jahresdeckungsgrad der elf Projekte zwischen 14 und 65%. Beide Betrachtungen entsprechen definitiv nicht der Realität, die Bestimmung eines exakten solaren Deckungsgrades ist in dieser Sub-Kategorie aber alleine mit den vorliegenden Messdaten nicht möglich. Die gemessenen Jahresarbeitszahlen der eingesetzten Wärmepumpen (alleinige Wärmequelle Erdspeicher) liegen zwischen 2,19 und 4,5. Werden die zu versorgenden Gebäude auch mit derselben Wärmepumpe gekühlt und der Erdspeicher dient als Wärmesenke, wirken Solarerträge in den Erdspeicher in diesen Zeiten



kontraproduktiv. Um diese Situation zu verbessern, wurden teilweise Konzepte mit getrennten Erdspeicherabschnitten umgesetzt. Grundsätzlich zeigen sich die Systemkonzepte in dieser Sub-Kategorie als eher komplex und erfordern entsprechende Einstellungs- und Anpassungsarbeiten durch Experten in den ersten Betriebsmonaten.

Die Aufbauten der Erdspeicher sind durchwegs unterschiedlich. Von Speichermaterial-kombinationen aus Beton und Erdreich über Kombinationen aus Sand und Erdreich bis hin zu reinen Erdreichspeichern reicht hier die Bandbreite. Verschieden ist auch der Ansatz der thermischen Aktivierung, die ein- oder mehrlagig sowohl in Beton, Sand als auch in Erdreich umgesetzt wurde. Überwiegend wurden die umgesetzten Erdspeicher gedämmt und zwar zum Gebäude hin (gesamte Grundfläche des Gebäudes) als auch auf den vertikalen Stirnseiten des Erdspeichers. Bei im freien Gelände verlegten Erdspeichern empfiehlt es sich ebenso Dämmmaßnahmen vorzunehmen. Minima und Maxima der erreichten Erdspeichertemperaturen reichen im August von 10 bis 46°C (über alle Anlagen mit verfügbaren Erdspeichertemperaturen durchschnittlich 26°C) und im Jänner von -1 bis 19°C (über alle Anlagen mit verfügbaren Erdspeichertemperaturen durchschnittlich 9°C).

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Trotec Büro- und Fertigungsareal (Lasertechniken zum Gravieren, Schneiden und Markieren) in Marchtrenk, Oberösterreich, mit 160 m² Bruttokollektorfläche, 3 m³ Wasserspeicher und 2.700 m² Erdspeicher (unter dem Gebäude) in Abbildung 28 (b) dargestellt. Der spezifische Jahresertrag des Solarsystems betrug im Messjahr 695 kWh/m<sup>2</sup>Apertura, wobei mit 628 kWh/m<sup>2</sup><sub>Apertur</sub>a ein überwiegender Anteil in den Erdspeicher zur indirekten Nutzung (Quellseite der Wärmepumpe) eingebracht wurde. Der direkte solare Jahresdeckungsgrad (Teil der Solarenergie, der unmittelbar zur Abdeckung des Wärmeverbrauchs und nicht zur Anhebung der Quelltemperatur der Wärmepumpe verwendet wurde) liegt bei 6,3%. Der indirekte solare Jahresdeckungsgrad (Teil der Solarenergie, der zur Anhebung der Quelltemperatur der Wärmepumpe verwendet wurde) liegt bei 41%. Wie unschwer zu erkennen ist, wurde in diesem Projekt aus verschiedenen Gründen die Bedienung der Quellseite der Wärmepumpe mit der Solaranlage forciert. Dies bringt zwar sehr hohe spezifische Solarerträge durch die vergleichsweise geringen Temperaturniveaus zur Beladung des Erdspeichers, bedingt aber nur geringe unmittelbare Substitution von Betriebszeiten der Wärmepumpe. Die gemessene Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe beträgt 4,4. Dieses Beispiel zeigt deutlich die Komplexität der Problemstellung der Optimierung der Betriebsmodi (direkte vs. indirekte Nutzung des Solarthermieertrags) und ist damit typisch für diese Sub-Kategorie.

# 3.3.3 Systeme mit (kleinem) Wasserspeicher und Bauteilaktivierung (solare Deckungsgrade bis zu knapp 100%)

Die aktive thermische Nutzung von quasi sowieso verfügbaren Gebäudemassen als Wärmespeicher und daraus resultierend die Erreichung geringerer Kosten wird von Konzepten in dieser Sub-Kategorie verfolgt. Dabei werden ausschließlich neu errichtete Gebäude versorgt, die neben dem Raumheizungsbedarf auch kleinere oder größere Warmwasserverbräuche insgesamt zu großen Teilen (in der Regel >50%) mit der Sonne abdecken. Der in dieser Kategorie geforderte solare Deckungsgrad für Warmwasser und Raumheizung von 20% wird mit derartigen Konzeptansätze bei spezifischen Solarerträgen zwischen 228 und 426 kWh/m²Apertura grundsätzlich problemlos erreicht.

Bisher wurde für 16 Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Ein weiteres Projekt befindet sich in Umsetzung (siehe Abbildung 26). Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt "SST Holding GmbH" in Nenzing, Vorarlberg, ein neu errichtetes Betriebsgebäude mit Büro- und Produktionsräumlichkeiten in Abbildung 28 (c) dargestellt. 276 m² Bruttokollektorfläche in



Verbindung mit einem 5 m³ Wasserspeicher und 300 m³ Bauteilaktivierung der Fundamentplatte ermöglichten im Jahr der wissenschaftlichen Begleitung einen solaren Deckungsgrad für Warmwasser und Raumheizung von beachtlichen 85%. Trotz der bewussten Auslegung des Solarsystems auf einen hohen solaren Deckungsgrad und des in diesem Projekt sehr geringen Warmwasserbedarfs liegt der spezifische Solarertrag bei 426 kWh/m²Apertura. Der Erdkoffer unter der Bodenplatte ist bis in 4 Meter Tiefe seitlich mit XPS gedämmt und wird gezielt mit Hilfe der thermischen Aktivierung der Bodenplatte erwärmt. Auf diese Weise kann Wärme bis in die Übergangszeit hinein verschoben werden.



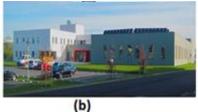




Abbildung 28: (a) Sternenhotel Wolfurt, Vbg. (167m², 5m³ Wasser; SD: 15%, SE: 356 kWh/m²a). (b) Trotec Büro- und Fertigungsareal, OÖ (160m², 3m³ Wasser; 2.700m² Erdspeicher, SD: 6,3% (ohne indirekte Solarerträge in den Erdspeicher), SE: 695 kWh/m²a). (c) SST Holding GmbH, Vbg. (276m², 5m³ Wasser; 300m³ Bodenplatte, SD: 85%, SE: 426kWh/m²a); Bildquellen: AIT (a und b), AEE INTEC (c)

Aufgrund der Zielsetzung hohe solare Jahresdeckungsgrade zu erreichen, werden die Kollektorflächen in dieser Sub-Kategorie auf den Raumheizungsbedarf ausgelegt, was, sofern keine Wärmeauskopplung andere Anwendungen (Prozesswärme, Nachbargebäude, thermische Kältemaschine, etc.) erfolgt, Stagnationszeiten im Sommer und eher geringere spezifische Solarerträge mit sich bringt. Werden die Bauteilmassen (Fundamentplatte, Decken, etc.) konsequent aktiviert, kann von einer Wärmespeicherung über maximal ein bis zwei Wochen ausgegangen werden. Voraussetzung für die Funktion des Betriebs ist, dass Schwankungen in der Raumtemperatur von wenigen Kelvin seitens des Betreibers zugelassen werden. Die Vorteile dieses Konzepts werden verstärkt, wenn der aktivierte Bauteil gleichzeitig auch das Wärmeabgabesystem darstellt. Das heisst, auf Radiatoren oder weitere Fußbodenheizungen kann überwiegend verzichtet werden. Damit eine hohe thermische Behaglichkeit im Gebäude erreicht werden kann, muss Aktivierungstemperatur des Bauteils limitiert werden. Je nach Gebäudenutzung liegen die begrenzenden Temperaturdifferenzen zur Raumtemperatur zwischen 5 und max. 10 K. Die Systemkonzepte in dieser Sub-Kategorie können grundsätzlich sehr einfach und wenig komplex gehalten werden.

# 3.4 Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf

Bisher verblieben in diesem generell nicht so stark nachgefragten Themenbereich vier Projekte in der wissenschaftlichen Begleitung, wobei diese bereits bei drei Projekten abgeschlossen wurde. Ein weiteres Projekt befindet sich aktuell in der Detailplanungs- bzw. Umsetzungsphase. Auch in diesem Themengebiet ist aufgrund der geringen Projektanzahl und der großen Anwendungsbandbreite eine Kategorisierung schwer möglich. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung entschied man sich, eine Subkategorisierung nach der Spitzenleistung der thermischen Kältemaschinen vorzunehmen. Konkret werden Projekte mit Kälteversorgungsleistungen unter bzw. über 100 kW unterschieden (siehe Abbildung 29). Die Art und Weise der Wärmeeinspeisung für Raumheizung und Warmwasserbereitung wird dabei nicht unterschieden.



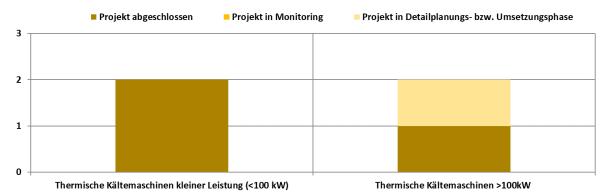


Abbildung 29: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Solares Kühlen" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

# 3.4.1 Solarwärme in Verbindung mit thermischen Kältemaschinen mit Leistungen über 100 kW

Die wissenschaftliche Begleitung wurde in dieser Sub-Kategorie bisher für ein Projekt (Pumpenfabrik Kral) abgeschlossen. Wie Abbildung 29 zu entnehmen ist, befindet sich ein Projekt aktuell in der Detailplanungs- bzw. Umsetzungsphase (Motorenprüfstände bei AVL). In beiden Fällen wird die Solarwärme außerhalb der Zeiten mit Kühlbedarf für die Warmwasserbereitung und die Raumheizung als auch für einzelne Prozesse genutzt. Im Vergleich zur Sub-Kategorie mit thermischen Kältemaschinen kleiner 100 kW sind in der gegenständlichen Kategorie die Zeiträume mit Kältebedarf wesentlich länger und die Systemkonfigurationen ermöglichen deutlich höhere Systemeffizienzen in Bezug auf thermische und elektrische Jahresarbeitszahl der Kältemaschine.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt "Pumpenfabrik Kral" dargestellt (siehe Abbildung 30(a)). Eine Bruttokollektorfläche von 553 m² wurde am neu errichteten Betriebsgebäude in Form von direktdurchströmten Vakuumröhrenkollektoren (Wärmeträger reines Wasser in Verbindung mit einer speziellen Frostschutzschaltung) montiert. Diese speisen in einen 15 m³ großen Pufferspeicher und versorgen von dort entweder die 150 kW große Absorptionskältemaschine oder die Raumheizung sowie die Warmwasserbereitung des neu errichteten Betriebsareals. Entstehen am Neubauareal Überschüsse, können diese in das Bestandsgebäude übertragen werden. Die thermische Kältemaschine bildet in dieser Anlage gemeinsam mit einer 150 kW großen Kompressionskältemaschine und einer 115 kW großen reversiblen Wärmepumpe ein hybrides Kälteversorgungskonzept mit gemeinsamer Rückkühlanlage. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad am Gesamtwärmebedarf liegt für das Neubauareal bei beachtlichen 72%, der spezifische Solarertrag bei 487 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a. Hinsichtlich der energetischen Bewertung der thermischen Kältegenerierung wurde im einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel ein SPFelektrisch von 4,5 sowie ein SPFthermisch von 0,6 erreicht. Insgesamt zeigte die Anlage ein sehr zufriedenstellendes Betriebsverhalten.

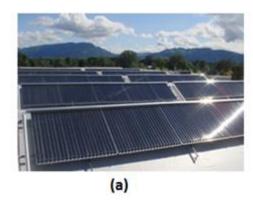
# 3.4.2 Solarwärme in Verbindung mit thermischen Kältemaschinen mit Leistungen unter 100 kW

Bisher wurde für zwei Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen (Hotel Metbräu bzw. Fruchtsaftproduktion Krispel). Beide Projekte setzen hier zweifachabgedeckte Flachkollektoren zum thermischen Antrieb einer Absorptionskältemaschine <20 kW ein. Im Hotel Metbräu werden Zimmer und allgemeine Räumlichkeiten gekühlt, in der Fruchtsaftproduktion Krispel wird der frische Saft bzw. werden diverse Kühlräume konditioniert. In beiden Fällen wird die Solarwärme außerhalb der Zeiten mit Kühlbedarf für die Warmwasserbereitung, die Raumheizung als auch im



Falle der Fruchtsaftproduktion Krispel für einzelne Prozesse (Pasteurisierung und Flaschenwaschmaschine) genutzt. Die bisherigen Erkenntnisse machten deutlich, dass es für Anlagen in dieser Subkategorie "kleine Kälteleistungen" einerseits aufgrund der technischen Rahmenbedingungen (komplexe Anlagen, zeitlich kurze Bedarfsfenster für Kälte, entsprechend hohe Versorgungstemperaturen, in Bezug auf die produzierte kWh Kälte ein vergleichsweiser hoher Bedarf an elektrischer Energie, etc.) und andererseits aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (vergleichsweise hohe Investitionskosten sowie Betriebskosten) eher ein geringes Anwendungspotenzial gibt.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt "Fruchtsaftproduktion Krispel" dargestellt (siehe Abbildung 30(b)). Eine Brutto-kollektorfläche von 100 m² wurde am Bestandsdach in Form von aufgeständerten, 2-fach abgedeckten Flachkollektoren montiert. Diese speisen in einen 20 m³ großen Pufferspeicher und versorgen von dort entweder die 19 kW große Absorptionskältemaschine, einzelne Prozesse der Fruchtsaftherstellung sowie die Raumheizung und die Warmwasserbereitung des Betriebs. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad am Gesamtwärmebedarf liegt bei 30%, der spezifische Solarertrag bei 374 kWh/m²Apertura. Hinsichtlich der energetischen Bewertung der thermischen Kältegenerierung wurde im einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel ein SPFelektrisch von 3,5 sowie ein SPFthermisch von 0,4 erreicht. Beide Zahlen weisen dabei entsprechendes Verbesserungspotenzial auf, welches aber unter den vorherrschenden Betriebsbedingungen und verwendeten Komponenten bzw. Konfigurationen praktisch nicht erschlossen werden kann.



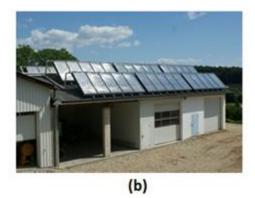


Abbildung 30: (a) Pumpenfabrik Kral, Vbg. (553  $m^2$ , 15 $m^3$ , SD: 72%, SE: 487 kWh/ $m^2$ a SPF<sub>el.</sub>: 4,5; SPF<sub>th.</sub>: 0,6). (b) Obstsaftproduktion Krispel (100  $m^2$ , 20 $m^3$  Wasserspeicher, SD: 30%, SE: 374 kWh/ $m^2$ a SPF<sub>el.</sub>: 3,5; SPF<sub>th.</sub>: 0,4); alle Bildquellen: AEE INTEC

#### 3.5 Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen

Diese Kategorie wurde im Programmjahr 2018 neu eingeführt, da sich in den Jahren davor die Systemkombination von Solarthermie und Wärmepumpen verstärkt eingereicht wurde. Voraussetzung für eine Einreichung in dieser Kategorie ist ein direkter Zusammenhang zwischen der thermischen Solaranlage und der Wärmepumpe. Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung entschied man sich, eine Subkategorisierung nach Wärmepumpenquelle vorzunehmen (vgl. Abbildung 31). Aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit und thematischen Zuordnung sind in Abbildung 31 auch Anlagen vertreten, welche ursprünglich im Themenfeld "Neue Technologien und innovative Ansätze" eingereicht wurden (vgl. Kapitel 3.6).



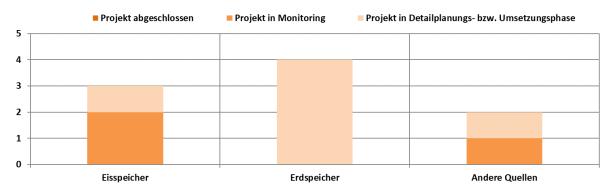


Abbildung 31: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

#### 3.5.1 Eisspeicher

Bisher befinden sich zwei Anlagen in der wissenschaftlichen Begleitforschung (Audio Tuning Vertriebs GmbH und Logistikzentrum IKEA), die Anlage Wiegert Fresh Convenience GmbH wurde zum Zeitpunkt der Berichtserstellung gerade errichtet. Die Anlagen haben Eisspeichervolumina zwischen 500 und 1440 m³ und Kollektorflächen zwischen 290 und 1340 m². Die Anlagen verfügen über ein grundsätzlich standardisiertes Systemkonzept, welches eine gleichzeitige Wärme- und Kälteversorgung von Objekten ermöglicht. Für alle Anlagen ist dies essentiell, da am Standort ganzjährig gekühlte Gebäudebereiche vorhanden sind. Die Anlage Logistikzentrum IKEA ist exemplarisch für diese Sub-Kategorie dargestellt (Abbildung 32).





Abbildung 32: Links: Ansicht des IKEA Logistikzentrums im 21. Wiener Gemeindebezirk. Im hinteren Dachbereich sind die Absorbermatten, davor eine PV-Anlage mit 1MWp. Rechts: Eindrücke aus der Errichtungsphase des Eisspeichers. Bildquellen: IKEA

#### 3.5.2 Erdspeicher

Die Systemarchitektur dieser Anlagen deckt sich grundsätzlich mit jenen in Kapitel 3.3.3. Dies ist der historischen Entwicklung innerhalb des Förderprogramms geschuldet. Neu an drei der vier Anlagen ist, dass als Kollektortechnologie PVT- bzw. Hybridkollektoren eingesetzt werden (vgl. Kapitel 3.6.3). Auffallend ist die im Vergleich zu der versorgten Brutto-Grundfläche des Gebäudes sehr geringe Kollektorfläche bei PVT-Systemen. All diese Anlagen befanden sich zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch in Umsetzung.



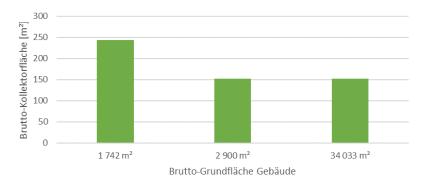


Abbildung 33: Vergleich der installierten Brutto-Kollektorfläche Hybridkollektoren mit der Brutto-Grundfläche des versorgten Gebäudes

#### 3.5.3 Andere Quellen

In diese Sub-Kategorie fallen aktuell zwei Anlagen. Bei der einen Anlage handelt es sich um das Footballzentrum Tivoli in Innsbruck, welche die Aufenthaltsräume und Garderoben der Sportanlage mit Wärme versorgt und den beträchtlichen Warmwasserbedarf für die Duschen nach Trainings bzw. Spielen zur Verfügung stellen muss. Dies wird mit einer Kombination von zwei Wärmepumpen und der Solaranlage erreicht. Die Solaranlage beliefert sowohl den Niedertemperaturpuffer, als auch den Hochtemperaturpuffer. Aus dem Niedertemperaturpuffer werden einerseits die Heizkreise versorgt, andererseits dient er auch als Quelle für die Wasser-Wasser-Wärmepumpe, welche den Hochtemperaturpuffer nachheizt. Bei nicht ausreichend vorhandener Solarenergie wird der Niedertemperaturpuffer mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe erwärmt. Für dieses System wurde die Monitoringperiode bereits begonnen.

Das zweite System in dieser Kategorie (BG Graspointner) nutzt ein Erdsondenfeld als Quelle, welches mit solarem Überschuss im Sommer regeneriert wird.



Abbildung 34: Spielfeld mit neu errichteter Tribüne im Hintergrund, am Dach die Solaranlage. Im Hintergrund das Tivoli Stadion (Quelle: AEE INTEC)

# 3.6 Neue Technologien und innovative Ansätze ("aus der Forschung in den Markt")

Im vierten Programmjahr (2013) entschied sich der Klima- und Energiefonds ein fünftes Themengebiet zu definieren. Die maßgebliche Überlegung dabei war, mit einem etwas angepassten Förderangebot (Mindestgröße 50 m², reduzierte technische Vorgaben im Vergleich zu den anderen 4 Themengebieten, kein Kostendeckel, etc.) rasch neue



Erkenntnisse aus Forschungsprojekten in Richtung Anwendung zu transferieren. Eine Vorgabe ist, dass alle in dieser Kategorie genehmigten Projekte automatisch in die Begleitforschung aufgenommen werden.

Mit Ende des zehnten Programmjahres entfielen 19 der 101 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte auf diesen Themenbereich.

Wie zu erwarten war, sind die Einreichungen in diesem Themengebiet sehr unterschiedlich und reichen von einigen Projekten zur solarthermischen Bauteilaktivierung über Luftkollektoranwendungen, einen gebäudeintegrierten, Solarmetallabsorber bis hin zu Projekten mit unabgedeckten Absorbermatten in Verbindung mit Eisspeichern sowie PVT-Kollektoren. Eine thematisch klare Zuordnung und Kategorisierung sind aus diesem Grund schwierig. Für die weitere Bearbeitung wurden drei "Alternative übergeordnete Kategorien ("Solare Bauteilaktivierung", Kollektortechnologien" und "Spezifische Anwendungen") definiert, wobei acht Projekte auf die "Solare Bauteilaktivierung", 10 Projekte auf "Alternative Kollektortechnologien" und ein Projekt auf "Spezifische Anwendungen" entfallen (Abbildung 35).

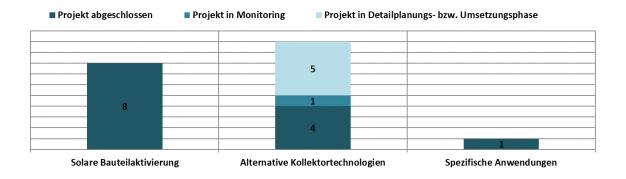


Abbildung 35: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Neue Technologien und innovative Ansätze" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

#### 3.6.1 Solare Bauteilaktivierung

Inzwischen ist Bauteilaktivierung als Speichertechnologie am Markt angekommen. Dies ist auch daran erkennbar, dass im Programmjahr 2016 das letzte Mal Anlagen mit Bauteilaktivierung im Themenfeld "Neue Technologien und innovative Ansätze" eingereicht wurden. In den darauffolgenden Jahren wurden Systeme mit Bauteilaktivierung entweder im Themenfeld "Hohe solare Deckung" oder "Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen" eingereicht und gefördert.

Für alle 8 Projekte dieser Sub-Kategorie wurde die Monitoringperiode bereits beendet. Thematisch passen alle Projekte perfekt in die Kategorie "Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden", sodass die übergeordneten Ergebnisse dort dargestellt wurden (vgl. Kapitel 3.3.3).

#### 3.6.2 Alternative Kollektortechnologien

Auf diese Sub-Kategorie entfielen bisher 10 Projekte mit sehr unterschiedlichen Kollektortechnologien. Von unabgedeckten Metallabsorbern über Absorbermatten bis hin zu abgedeckten Luftkollektoren sowie PVT-Kollektoren reicht aktuell die Technologiebandbreite. Nachfolgend werden die Projekte hinsichtlich der sehr vielfältigen Anwendungskonzepte und Anlageneckdaten kurz vorgestellt. Fünf von den 10 Projekten befanden sich zum Zeitpunkt der Berichtserstellung in der Detailplanungs- und



Umsetzungsphase, ein Projekt befindet sich in der Monitoringperiode und für 4 Projekte konnte die Monitoringperiode bereits abgeschlossen werden.

#### Absorbermatten

Im Programmjahr 2016 wurde erstmals ein Projekt mit Eisspeicher eingereicht und in den darauffolgenden Jahren kamen weitere Anlagen dazu. Das Systemkonzept ist in allen Fällen ähnlich: Der Eisspeicher dient als zentrale, verlässliche Energiequelle für eine oder mehrere Wärmepumpen bzw. als Senke für freie Kühlung und aktive Kühlung. Als Kollektortechnologie werden Absorbermatten-Bündel (Abbildung 36) eingesetzt, die gleichzeitig als Luft-Wärmetauscher genutzt werden können. Die solare Energie wird entweder als direkte Quelle für die Wärmepumpe oder für die Regeneration des Eisspeichers genutzt. In den Sommermonaten wird die Solaranlage primär als Rückkühler verwendet, da durch freie und aktive Kühlung der Eisspeicher bereits ausreichend regeneriert werden kann. Thematisch werden derartige Systeme in der Kategorie "Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen" betrachtet (Kapitel 3.5.1).



Abbildung 36: Absorbermatten-Bündel (Quelle: Ökoplan Energiedienstleistungen GmbH)

#### Luftkollektoren

Nach der ersten Luftkollektoranlage im Programmjahr 2013, nahm diese Kollektortechnologie ab dem Programmjahr 2016 deutlich an Fahrt auf. Die Anlagen weisen Kollektorflächen zwischen 110 und 328 m² auf und wurden zunächst primär für die Trocknung von Biomasse (meist Hackgut) eingesetzt. Im Programmjahr 2019 wurden erstmals Anlagen für die Trocknung auch anderer landwirtschaftlicher Güter wie Heu (lose und Ballen), Getreide, Leguminosen, Kräuter, etc. zusätzlich zur Trocknung von Biomasse eingereicht.

Thematisch werden diese Anlagen in der Kategorie "Solare Prozesswärme – Integration auf der Ebene des jeweiligen Produktionsprozesses" in Kapitel 3.2.2 behandelt.

#### PVT-Kollektoren

Ab dem Programmjahr 2019 erlebten die PVT-Kollektoren einen neuen Aufschwung, nachdem im Programmjahr 2013 die erste solare Großanlage, damals in Kombination mit klassischen Flachkollektoren, eingereicht und wissenschaftlich begleitet wurde. Diese strom- und wärmeerzeugenden Hybridkollektoren ersetzen nun zunehmend klassische Flachkollektoren in Systemen mit Wärmepumpen-Erdspeicher-Kombinationen. Das im Vergleich zu klassischen Kollektortechnologien geringere Temperaturniveau passt perfekt zur Regeneration des Erdspeichers und der erzeugte Strom kann direkt für den Betrieb des Energieerzeugungssystems genutzt werden. Bei einer weiteren Anlage werden Hybridkollektoren mit Hochleistungs-Flachkollektoren in Serie geschaltet, sodass flächeneffizient Strom- und Wärmeerzeugung und Energie auf höherem Temperaturniveau für die Versorgung eines Hotelbetriebs (Küche, Raumwärme, Wellnessbereich) möglich wird. Alle entsprechenden Systeme befanden sich zum Zeitpunkt der Berichtserstellung in der Umsetzungsphase.



Thematisch werden alle Anlagen mit Wärmepumpen in der entsprechenden Kategorie (Kapitel 3.5) behandelt. Das letztgenannte System (Kaskadierung von Hybrid- und Hochleistungsflachkollektoren) verbleibt in Kapitel 3.6)

#### 3.6.3 Spezifische Anwendungen

In dieser Sub-Kategorie wurde bisher ein Projekt und zwar das Vorhaben "Ökofaktur Christandl" in der Steiermark behandelt. Konkret wurde bei diesem Projekt eine 50 m² große Solaranlage (2-fach abgedeckter Kollektor) in den Herstellungsprozess von landwirtschaftlichen Produkten eingebunden. Die Anlage versorgt zwei Fruchtkocher, einen Gebläsekonvektor für Trocknung, eine aktivierte Bodenplatte für Raumwärme und ein Frischwassermodul. In der Monitoringperiode konnten 99,8% solare Deckung bei einem spezifischen Solarertrag von 447 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a erreicht werden. Der als Nachheizung vorgesehene elektrische Heizstab (12 kW) war de facto nie in Betrieb.



## 4 Kennzahlen im Anlagenvergleich

Von den insgesamt in den Programmjahren 2010 bis 2019 im Begleitforschungsprogramm verbliebenen 101 Projekten konnte zum Zeitpunkt der Berichtserstellung bei insgesamt 80 Anlagen die einjährige Monitoringphase erfolgreich abgeschlossen werden bzw. bei 4 zusätzlichen Anlagen die einjährige Monitoringphase gestartet werden. Eine Übersicht der Projekte mit abgeschlossener Begleitforschung nach Größe der Bruttokollektorfläche und Anwendungsbereich ist in Abbildung 37 dargestellt. Für den aggregierten Bericht wurden einige Anlagen aus dem Themenfeld "Neue Technologien und innovative Ansätze" in die thematisch passenden Anwendungsbereiche verschoben (vgl. Kapitel 3.6). Aus diesem Grund werden beispielsweise 3 Anlagen mit Kollektorflächen unter 100 m² in der Anwendungskategorie "Hohe solare Deckungsgrade" gelistet. Zusätzlich Anlagennamen ist das Jahr der Fördereinreichung angeben.

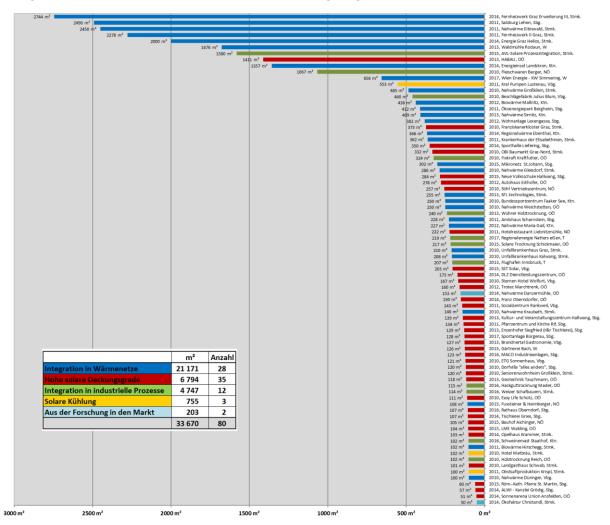


Abbildung 37: Darstellung der 80 Projekte aus dem Begleitforschungsprogramm mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase nach Größe der Bruttokollektorfläche und Anwendungsbereich (farbige Kennzeichnung).

In den nachfolgenden Abbildungen werden die zwei wichtigen Kennzahlen für solarthermische Anlagen "Spezifischer Solarertrag" und "Solarer Deckungsgrad" in Überblicksgrafiken für die 80 Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Da für beide Kennzahlen der jeweilige Wärmebedarf in der betrachteten Periode eine sehr sensitive Einflussgröße darstellt, wird im Vorfeld zu den beiden Kennzahlendarstellungen (in Abbildung 38) die Abweichung des gemessenen



Wärmeverbrauchs in Prozent des Wärmeverbrauchs aus der Einreichphase (Prognose) für jede Anlage dargestellt.

Die messtechnische Ausstattung erfolgt nach einem klar definierten Messkonzept für jedes Themengebiet, zusammengefasst in einem laufend verbesserten Monitoringleitfaden (Fink, et. al, 2019). Grundsätzlich orientiert sich der Monitoringansatz an einer Input-Output-Analyse, sprich einer Energiebilanz über den Wärmespeicher. Insbesondere bei sehr komplexen Anlagen und Anlagen zur thermischen Kühlung wird aus Kostengründen (der Förderwerber finanziert die Messtechnik selbst) nur eine Inputanalyse durchgeführt. Dieser Umstand führt dazu, dass in den nachfolgenden Grafiken nicht immer Daten zu allen 80 Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase verfügbar sind.

# 4.1 Gemessene Wärmeverbräuche der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten

Die fundierte Bestimmung des Wärmeverbrauchs ist die Basis für die Dimensionierung eines jeden solarthermischen Systems bzw. in weiterer Folge entscheidend für die Prognose des Solarertrags (in kWh/Monat, in kWh/a oder spezifisch in kWh/m²a, etc.) und des solaren Anteils am gesamten Wärmebedarf (solarer Deckungsgrad übers Jahr, solarer Deckungsgrad in den Sommermonaten, solarer Deckungsgrad pro Monat, etc.). Ist der Wärmeverbrauch in der Realität geringer als in der Planungsphase prognostiziert, sinkt der Solarertrag (ungünstigere Kollektorwirkungsgrade in Folge höherer Temperaturniveaus, mehr Stagnationszeiten, etc.) und steigt der solare Deckungsgrad. Bei höherem Wärmeverbrauch als prognostiziert verhalten sich Solarertrag und solarer Deckungsgrad genau umgekehrt. Die Bedeutung einer sorgfältigen Verbrauchsermittlung steigt, wenn man berücksichtigt, dass bei Großanlagen häufig Ertragsgarantien abgegeben werden bzw. Solarwärme nach gelieferter Energiemenge (z.B. MWh) verkauft wird.

In Abbildung 38 wurden nun die im Rahmen der einjährigen Monitoringphase gemessenen Wärmeverbräuche für 71 Anlagen mit den Verbrauchswerten aus der Prognose in der Planungsphase (Einreichunterlagen zum Erhalt der Förderung) verglichen. Nicht bei allen Anlagen war es systembedingt möglich einen Verbrauch zu messen. Aufgrund der großen Bandbreite der Verbräuche wurde eine logarithmische Darstellung gewählt. Deutlich wird, dass erhebliche Abweichungen auftraten. Bei 8 Projekten kam es zu einem Mehrverbrauch zwischen 20 und 50%, bei 10 Projekten lag der Mehrverbrauch über 50% gegenüber der Prognose. Bei einem dieser Projekte überstieg der reale Wärmeverbrauch die Prognose sogar um den Faktor 10, was in diesem Fall auf die Versorgung von nicht erwarteten Wärmekunden zurück zu führen ist.

Wie Abbildung 38 zu entnehmen ist, wurde in vielen Fällen auch ein geringerer Verbrauch als prognostiziert gemessen: bei 22 Projekten wurde ein Minderverbrauch zwischen 20 und 50% festgestellt, bei weiteren 10 Projekten lag der tatsächliche Verbrauch sogar unter der Hälfte gegenüber der Prognose. Zu erwähnen bleibt, dass klimabedingte Mehr- oder Minderverbräuche zwischen Messung und Prognose nicht berücksichtigt wurden. Mehr oder weniger große Unterschiede zwischen Prognose und Messung in Bezug auf den spezifischen Solarertrag und auf den solaren Deckungsgrad sind aber definitiv gegeben.



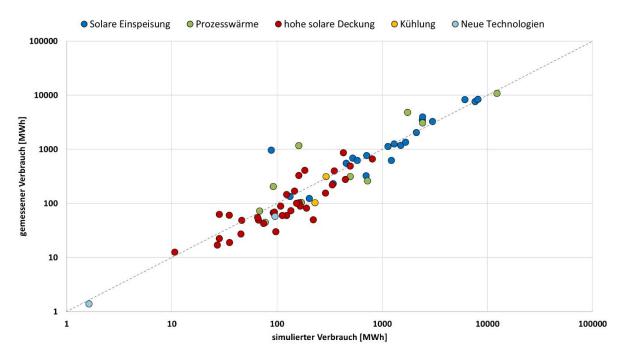


Abbildung 38: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (für 71 Projekte verfügbar) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen aus der Fördereinreichung für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase. Die farbige Unterscheidung erfolgt nach Themengebiet der Anwendung.

Die möglichen Ursachen für die Verbrauchsabweichungen sind vielfältig. Neben möglichen klimatischen Unterschieden zwischen Messung und Prognose reicht die Bandbreite hier von falschen Basisdaten und Informationen über unsachgemäße Berechnung, schlichte Fehleinschätzungen, fehlende Messdaten, Verbraucherentwicklung in mehreren zeitlichen Phasen, unvorhersehbare Abweichungen durch Änderungen im Projekt bis hin zu höheren Komfortansprüchen in der Realität bzw. höherem Wärmebedarf durch Austrocknung ggf. vorhandener Baufeuchte.

Auch wenn die Abweichungen für einzelne Anlagen erklärbar sind, zeigen die Ergebnisse aber deutlich, dass die Bestimmung des Wärmebedarfs in der Praxis nicht immer mit einer Sorgfalt durchgeführt wird, die erforderlich wäre. Hier besteht definitiv Verbesserungspotenzial.

Das Wissen über die Abweichungen des Wärmebedarfs muss für die weiterführende Betrachtung und Interpretation der Kennzahlen "Solarertrag" und "solarer Deckungsgrad" berücksichtigt werden. Zu beachten ist zudem, dass eine isolierte Interpretation bzw. ein direkter Vergleich der Kennzahlen der untersuchten Anlagen nicht möglich ist. Vielmehr müssen neben dem Verbrauch die speziellen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Höhe des solaren Deckungsgrades, Temperaturniveau der Anwendung, Kollektortype, Einstrahlungsverhältnisse, etc.) genauso berücksichtigt werden.

# 4.2 Gemessene Solarerträge der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten

Die Jahressolarerträge für die 80 Anlagen mit abgeschlossener Monitoringphase sind in Abbildung 39 bezogen auf die Kollektorfläche (konkret die Aperturfläche) dargestellt. Der sogenannte spezifische Solarertrag stellt dabei für Solarthermieanlagen ein wichtiges Benchmark dar. So gibt er einerseits Aufschluss über die Funktionalität des Solarsystems sowie bildet er andererseits auch die Basis für Ertragsgarantien. In der Darstellung nicht berücksichtigt sind Unterschiede in der Einstrahlungsleistung zwischen Messjahr und den in der Ertragsprognose zugrundeliegenden Klimadaten.



Bei 47 Projekten konnte der prognostizierte spezifische Ertrag erreicht bzw. sogar überschritten werden. Bei 10 Projekten wurde der Prognosewert knapp verfehlt (Unterschreitung um maximal bis zu 10%), bei 23 weiteren Projekten traten größere Abweichungen auf. Die möglichen Ursachen für die Abweichungen können sehr vielfältig sein, sprich von Unterschieden im Wärmeverbrauch, der Einstrahlungsleistung und dem Temperaturniveau über geänderte Betriebsstrategien bis hin zu Problemen in der Anlagenfunktionalität reichen.

Im Durchschnitt aller 80 Anlagen liegt der spezifische Ertrag bei 403 kWh/m<sup>2</sup>Apertura, was ein zufriedenstellendes Ergebnis darstellt. Die höchsten durchschnittlichen Erträge nach horizontale (farblich Themenbereichen kodierte, Linien) liegen 493 kWh/m<sup>2</sup>Apertura (Themengebiet "Integration in industrielle Prozesse") und 357 kWh/m<sup>2</sup><sub>Apertur</sub>a im Themengebiet "Hohe solare Deckungsgrade". Der durchschnittliche Ertrag für das Themengebiet "Neue Technologien" liegt zwar mit 327 kWh/m²Apertura noch darunter, doch sind hier nur zwei Anlagen vorhanden. Zusätzlich ist aufgrund der großen System- und Anwendungsunterschiede eine Mittelwertbildung der Messergebnisse nicht wirklich belastbar. Aufgrund der verwendeten Kollektortechnik, der erreichten solaren Jahresdeckungsgrade und anderer projektspezifischer Rahmenbedingungen sind die Anwendungskategorien Unterschiede zwischen den größtenteils berücksichtigen bleibt, dass zahlreiche Optimierungsmaßnahmen (siehe Kapitel 6) innerhalb der einjährigen Monitoringphase getätigt wurden und somit im Messjahr noch nicht zur Gänze Berücksichtigung fanden.

Der höchste spezifische Ertrag wurde mit 727 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a im Projekt "Regionalenergie Natters" von einer Luftkollektoranlage, deren Solarertrag direkt – ohne Nutzung einer Speichertechnologie – für die Trocknung von Hackschnitzel verwendet wurde.

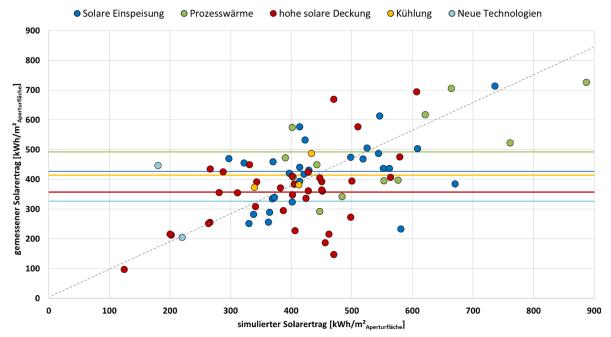


Abbildung 39: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 80 Projekte verfügbar).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass in Bezug auf die gemessenen spezifischen Solarerträge die Anlagen überwiegend eine gute Funktionalität aufweisen. Andererseits besteht bei einzelnen Anlagen aber auch noch Verbesserungspotenzial.



# 4.3 Gemessene solare Deckungsgrade der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten

Der solare Deckungsgrad beschreibt grundsätzlich den solaren Anteil am gesamten Wärmebedarf. Für die Bestimmung des solaren Deckungsgrades existieren generell unterschiedliche Ansätze. Im Rahmen des gegenständlichen Projektes gelangt die nachfolgende mathematische Definition zur Anwendung:

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konv} w_e + Q_{Solar}}$$
 Gleichung 1

 $Q_{Solar}$  jährlicher Wärmeinput des Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises (nach Möglichkeit in der Systemhydraulik)

 $Q_{konv\,We}$  jährlicher Wärmeinput des konventionellen Wärmeerzeugers, gemessen zwischen Energiespeicher und Wärmeerzeuger (nach Möglichkeit)

Für alle Projekte, bei denen aus Komplexitäts- und Kostengründen eine Messung aller Wärme-Inputs bzw. Wärme-Outputs nicht möglich war, wird im Rahmen der Begleitforschung messtechnisch keine vollständige Energiebilanz bestimmt, weshalb auch kein solarer Deckungsgrad über das Gesamtsystem nach obiger Definition ermittelt werden kann. Aus diesem Grund werden in Abbildung 40 von 11 Projekten ("Hotel Metbräu", "Fernheizwerk II Graz", "Fernheizwerk III Graz", "Amtshaus Scharnstein", "Fixkraft Kraftfutter", "Ökoenergiepark Bergheim", "Wührer Holztrocknung", "Energie Graz – Helios", "Trocknungsanlage Mader", "Wien Energie – KW Simmering" und "Regionalenergie Natters") kein solarer Deckungsgrad angeführt. Bei Wärmeversorgungssystemen mit Kopplungen zwischen Solarthermieanlagen und Wärmepumpen wurde im dargestellten solaren Deckungsgrad nur jener Energieanteil berücksichtigt, der direkt genutzt wird. Indirekte solare Inputs auf der Verdampferseite der Wärmepumpe wurden in der gegenständlichen Darstellung nicht berücksichtigt.

Die in Abbildung 40 dargestellten solaren Deckungsgrade für 69 Anlagen zeigen eine enorme Bandbreite (Messwerte als auch Prognosewerte), die basierend auf Messwerten zwischen 100% im Projekt "Baumarkt Aichinger" und 2% im Projekt "Biowärme Mallnitz" beträgt. Daraus werden die sehr unterschiedlichen Dimensionierungsansätze in den verschiedenen Themengebieten deutlich. Liegt im Themengebiet "Integration in Wärmenetze" sehr häufig die Sommerlast im Fokus der Dimensionierung, ist es im Themengebiet "Hohe solare Deckungsgrade" häufig die Winterlast. Derartig unterschiedliche Dimensionierungsansätze heruntergebrochen auf den Jahresdeckungsgrad ergeben dann die vorhin genannte große Bandbreite.

Bei 47 Projekten konnte der prognostizierte solare Deckungsgrad erreicht bzw. sogar überschritten werden. Bei 13 Projekten wurde der Prognosewert knapp verfehlt (Unterschreitung um maximal bis zu 15%), bei 9 Projekten traten größere Abweichungen auf. Die möglichen Ursachen für die Abweichungen liegen in Unterschieden im Wärmeverbrauch und dem Solarertrag sowie der tatsächlichen Wärmeverlustsituation begründet. Über die dargestellten 69 Projekte konnte ein durchschnittlicher solarer Deckungsgrad von 31% erreicht werden.

Die Anlagen zeigen grundsätzlich eine gute Funktionalität, die doch deutlichen Unterschiede zwischen Prognose und Messung des solaren Deckungsgrades bei 9 Projekten (ca. 13% der Anlagen) weisen aber auch auf gewisses Verbesserungspotenzial in Bezug auf die aktuell vorherrschende Planungssicherheit hin.



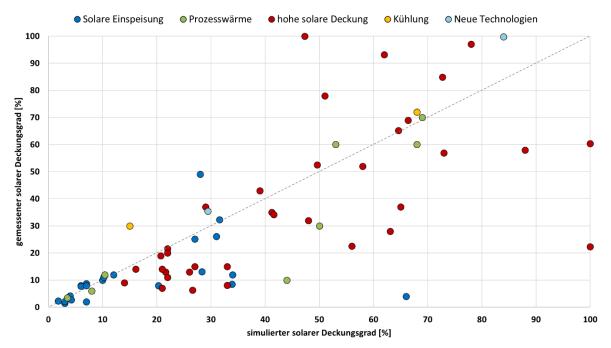


Abbildung 40: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade mit den prognostizierten Deckungsgraden für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 69 Projekte verfügbar).



## 5 Ausgewählte statistische Darstellungen

In den nachfolgenden Abschnitten werden spezifische Auswertungen für die 80 Anlagen mit bereits abgeschlossener einjähriger Monitoringphase vorgestellt. Je nach Verfügbarkeit und Relevanz kann es zu Variationen in der Datenbasis (Anlagenzahlen) kommen.

## 5.1 Bandbreite der eingesetzten Kollektortypen

Bei den 80 Projekten mit abgeschlossener wissenschaftlicher Begleitung kamen in den Programmjahren 2010 bis 2019 sechs grundsätzlich unterschiedliche Kollektortypen zum Einsatz. Wie in Abbildung 41 dargestellt, wurden dabei Standard-Flachkollektoren 61 mal (in allen fünf Themengebieten), 2-fach abgedeckte Flachkollektoren 21 mal (in den 4 Themengebieten "Prozessintegration", "Integration in Wärmenetze", "Neue Technologien" sowie "Solare Klimatisierung"), Vakuumröhrenkollektoren sechsmal (jeweils zweimal im Themengebiet "Prozessintegration" und "Solare Klimatisierung" und jeweils einmal in "Integration in Wärmenetze" sowie "Hohe solare Deckungsgrade"), Hybrid- oder PVT-Kollektoren einmal (im Themengebiet "Neue Technologien und innovative Ansätze") sowie Luftkollektoren dreimal (Wührer Holztrocknung, Regionalenergie Natters, Holztrocknung Mader) verwendet. Bei einem Nahwärmenetz wurden unabgedeckte Kollektoren verbaut. Bei einigen Anlagen wurden mehrere unterschiedliche Kollektortypen verbaut (z.B. im "Fernheizwerk Graz II", wo sechs verschiedene Kollektoren und davon fünf verschiedene 2-fach abgedeckte Kollektoren zum Einsatz kommen). Dieser Umstand erklärt die 93 verwendeten Kollektoren bei lediglich 80 Anlagen.

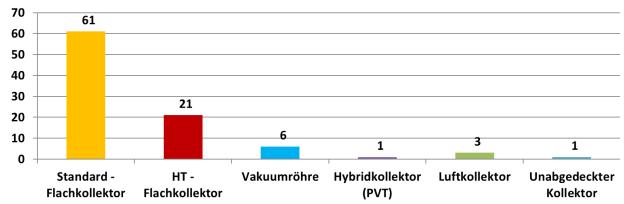


Abbildung 41: Darstellung der eingesetzten sechs Kollektortypen in den 80 Anlagen mit bisher abgeschlossener einjähriger Monitoringphase. Da in einzelnen Anlagen mehrere Kollektortypen umgesetzt wurden, konnten insgesamt 93 Kollektoren registriert werden.

Die Bandbreite der Kollektorleistungsfähigkeit ist in Abbildung 42 anhand der Wirkungsgradkennlinien dargestellt. Die verschiedenen Kollektortypen sind in der Abbildung farblich unterschiedlich dargestellt (Standard-Flachkollektoren - grün, 2-fach abgedeckte Flachkollektoren - rot, Vakuumröhrenkollektoren - blau sowie Hybrid-kollektoren - braun, unabgedeckte Kollektoren - schwarz). Die Darstellung verdeutlicht die Unterschiede der theoretisch möglichen Wirkungsgrade zwischen den einzelnen Kollektorbauarten, als auch Unterschiede innerhalb eines Kollektortyps. Standard-Flachkollektoren kommen sowohl für niedrige und mittlere Arbeitstemperaturen zum Einsatz. Zweifach abgedeckte Flachkollektoren und Vakuumröhren werden in den untersuchten Anlagen sinnvollerweise eher für höhere Betriebstemperaturen eingesetzt. Ein Hybridkollektor (PVT) zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung wurde in einer Anwendung mit tieferen Betriebstemperaturen (als Wärmequelle für eine Wärmepumpe als auch als Warmwasservorwärmstufe) verwendet. Ein unabgedeckter Kollektor wurde in Verbindung mit einem Nahwärmenetz eingesetzt. Über die Bandbreite aller 80 Anlagen kann gesagt werden, dass die Auswahl der Kollektoren für die untersuchten Anlagen im



Großen und Ganzen als sinnvoll beurteilt werden kann und keine signifikanten Fehlentscheidungen getroffen wurden.

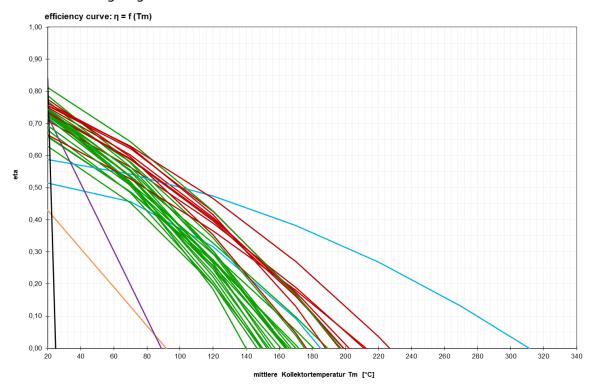


Abbildung 42: Darstellung der Wirkungsgradkennlinien der in den 80 Anlagen zum Einsatz kommenden Kollektoren (Flachkollektoren – grün; 2-fach abgedeckte Flachkollektoren – rot; Vakuumröhrenkollektor – blau; Hybridkollektor – orange; Luftkollektor violett, unabgedeckte Kollektoren – schwarz). Datenbasis: Solar Keymark (Einstrahlung: 1000 W/m²; Umgebungstemperatur: 20°C; Bezugsfläche: Bruttokollektorfläche)

## 5.2 Durchschnittliche Kollektormitteltemperaturen

In Abbildung 43 sind die durchschnittlichen Kollektormitteltemperaturen für Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 76 Projekte verfügbar) über dem spezifischen Jahressolarertrag dargestellt.



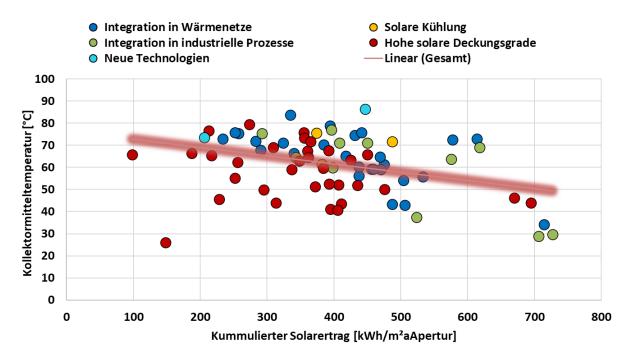


Abbildung 43: Darstellung des mittleren Kollektortemperaturniveaus der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 76 Projekte) über dem gemessenen spezifischen Jahressolarertrag. Die farbige Zuordnung erfolgt nach Themengebiet, die rote Linie entspricht einer Trendlinie.

In die Berechnung der durchschnittlichen Kollektormitteltemperaturen sind nur Messwerte bei stationärem Betriebszustand eingegangen, sprich Stillstands- und Stagnationszeiten sowie Ein- und Ausschaltvorgänge wurden nicht berücksichtigt. Deutlich wird, dass die durchschnittlichen Kollektortemperaturen über ein Betriebsjahr zwischen 30 und 86°C liegen. Die Trendlinie zeigt einen gewissen Zusammenhang zwischen Temperaturniveau und dem spezifischen Jahressolarertrag, sprich umso niedriger das Temperaturniveau umso höher der Solarertrag, der aber keineswegs eindeutig ist. Verantwortlich dafür ist die Bandbreite an unterschiedlichen Kollektorprodukten, die hier ausgleichend wirkt. Festzustellen bleibt aber trotzdem, dass die durchschnittlichen Betriebstemperaturen teilweise deutlich über der schlussendlichen Nutztemperatur in der jeweiligen Anwendung Obwohl Rahmen wissenschaftlichen liegen. im der Begleitung Optimierungsmaßnahmen in Richtung Senkung des Temperaturniveaus getätigt wurden, zeigen diese Ergebnisse durchaus Verbesserungspotenzial.

### 5.3 Betriebsarten der Solarsysteme

Die Betriebsart von Solarsystemen wird durch den spezifischen Volumenstrom (Liter/Stunde und m²<sub>Kollektorfläche</sub>) oder dem spezifischen Massenstrom (kg/Stunde und m²<sub>Kollektorfläche</sub>) beschrieben. Je nach Höhe desselben können grundsätzlich drei Betriebsarten (High Flow, Low Flow und Matched Flow) unterschieden werden. Bei "Low Flow" Systemen liegt der Massenstrombereich in der Theorie zwischen 5 und 20 kg/m²h, bei "High Flow" Systemen zwischen 20 und 70 kg/m²h und bei "Matched Flow" Systemen (flexible Anpassung des Massenstroms) zwischen 5 und 70 kg/m²h. In der Vergangenheit haben sich im Bereich von solarthermischen Großanlagen aus Kostengründen (Kostenfaktor Verrohrung) "Low Flow" Systeme bzw. "Matched Flow" Systeme im Massenstrombereich von "Low Flow" Systemen durchgesetzt.

Abbildung 44 zeigt hierzu die Bandbreite der durchschnittlichen spezifischen Massenströme zu Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 72 Projekte und 98 Kollektoren verfügbar).



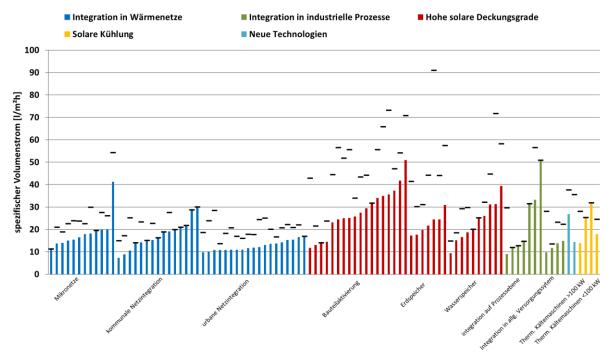


Abbildung 44: Darstellung der durchschnittlichen spezifischen Massenströme der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 76 Projekte und 98 Kollektoren) sowie den in jeder Anlage maximal aufgetretenen spezifischen Massenstrom (schwarze Marker). Die Balkenfarbe repräsentiert das Themengebiet der Anwendung.

Die Durchschnittsbildung der über ein Jahr aufgetretenen Massenströme ergab in den Messanlagen einen Bereich von 20 kg/m²h bis 40 kg/m²h (siehe Abbildung 45), was eindeutig zeigt, dass auch in der Praxis solarthermische Großanlagen mit konsequenter "High Flow" Betriebsweise nicht mehr umgesetzt werden.

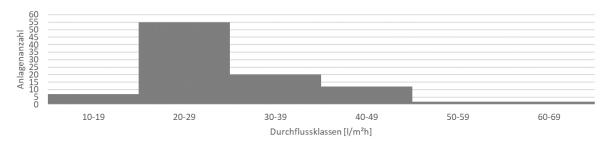


Abbildung 45: Häufigkeitsverteilung unterschiedlicher Durchflussklassen der Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase (verfügbar für 76 Projekte und 98 Kollektoren)

Eine eindeutige Tendenz der Massenstromfestlegung nach Anwendungsart (Themengebiete) kann nicht festgestellt werden. Innerhalb der Kategorie "Integration in industrielle Prozesse" und Subkategorie "Integration auf Prozessebene" ist jedoch eine deutliche Stufe erkennbar. Die 3 Anlagen mit den deutlich höheren Durchflüssen, stellen die Luftkollektoranlagen dar, welche aufgrund des Wärmeträgermediums Luft andere Betriebsbedingungen haben. Die Auswertung des im Messjahr bei jeder Anlage maximal aufgetretenen spezifischen Massenstroms (schwarze Marker) ist einerseits Indikator für die umgesetzte Regelung ("Matched Flow" oder starr) und andererseits Indikator für die maximal möglichen Massenströme in den Anlagen. Daraus kann abgeleitet werden, dass eine Vielzahl der Anlagen, trotz durchschnittlicher Betriebsweisen im "Low Flow" Bereich, mit den eingebauten Komponenten (Rohrnetz, Pumpe) aber auch deutlich höhere



spezifische Massenströme (im Bereich zwischen 20 und 30 kg/m²h) zu leisten im Stande wären. Diese scheinbar vorhandenen "Reserven" könnten als Indikator für weiteres Potenzial zur Senkung der Herstellkosten gesehen werden.

## 5.4 Regelungsstrategien für den Betrieb des Solarkreises

Ein Aspekt im Hinblick auf die Optimierung des Temperaturniveaus im Kollektor ist die Regelung des Solarkreises. Je nach gewählter Hydraulik kann dieser aus einem Kreis (Systeme mit innenliegendem Wärmetauscher, Systeme mit Wasser als Wärmeträger, etc.) oder aus zwei Kreisläufen (ein externer Wärmetauscher trennt den frostgeschützten Kreislauf vom Wasserkreislauf) bestehen. In solarthermischen Großanlagen dominieren aktuell die Systeme mit zwei Solarkreisläufen, sprich einem Primärkreislauf und einem Sekundärkreislauf. Sowohl Ein- und Ausschaltvorgänge als auch die Höhe des Massenstroms können in diesen beiden Kreisläufen unterschiedlich sein. Die Umsetzung einer diesbezüglichen Regelstrategie kann schlussendlich zentrale Auswirkungen auf einerseits das Temperaturniveau im Kollektor als auch andererseits auf die Leistungsfähigkeit des externen Wärmetauschers haben. Grundsätzlich können hierzu vier unterschiedliche Regelstrategien zum Einsatz kommen.

<u>Variante 1</u> repräsentiert den Betrieb beider Kreisläufe mit nahezu konstantem Massenstrom und fixer Pumpendrehzahl. Sind die beiden Massenströme aufeinander (hydraulisch eingeregelt) und auf die erforderliche Nutztemperatur abgestimmt, bildet diese Betriebsweise eine robuste und energetisch effiziente Regelstrategie. In Zeiten mit geringer Einstrahlung kann das Erreichen der gewünschten Nutztemperatur nicht gewährleistet werden, sprich die Anlage übernimmt – soweit möglich - die Vorwärmung.

Variante 2 repräsentiert ein "Matched Flow" System mit angepassten Massenströmen (Drehzahlregelung) in beiden Kreisläufen. Wird die Regelung konsequent umgesetzt, kann durch Veränderung der Massenströme die gewünschte Nutztemperatur auch in Folge von Einstrahlungsschwankungen konstant erreicht werden. Diese Art der Regelung findet häufig bei Anwendungen Verwendung, wo die Erreichung von Nutztemperatur in jedem Kollektordurchlauf ein wichtiges Kriterium darstellt (z.B. bei Netzeinspeisung ohne Speichermöglichkeit). Obwohl das Prinzip der Drehzahlregelung im Anlagenbau als Stand der Technik angesehen werden sollte, kommt es aufgrund der Dynamik häufig zu fehlerhaften Umsetzungen der Drehzahlregelungen. Ist dies der Fall, können mögliche Vorteile schnell zu Nachteilen (ungünstige Betriebstemperaturen für den Kollektor, ungünstige Betriebsbedingungen für den Wärmetauscher, etc.) werden.

<u>Variante 3</u> steht für eine alleinige Drehzahlregelung des Sekundärkreises und dem Betrieb des Primärkreises mit starrer Drehzahl. Diese Regelstrategie findet dort Verwendung, wo möglichst in einem Kollektordurchlauf bei unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen Nutztemperatur erzielt werden soll (wie Variante 2). Die Drehzahlregelung ist in dieser Variante wesentlich einfacher umzusetzen (nur ein Kreislauf und dadurch weniger Dynamik) als in Variante 2. Ein möglicher Temperaturanstieg im Primärkreislauf und daraus resultierend höhere Kollektormitteltemperaturen würden sich genauso nachteilig auswirken wie Leistungseinbußen am externen Wärmetauscher.

<u>Variante 4</u> repräsentiert mit der Drehzahlregelung des Primärkreises und der starren Betriebsweise des Sekundärkreises eine rein theoretisch mögliche Regelungsstrategie ohne Relevanz für die Praxis.

In Abbildung 46 ist die Verteilung der eingesetzten Regelstrategien in den Anlagen mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Es zeigte sich, dass bei 29 Anlagen die Pumpen in beiden Kreisläufen mit fixer Drehzahl betrieben wurden. Bei 79 Projekten wurde eine Drehzahlregelung beider Solarpumpen umgesetzt. Es wurden keine



Anlagen mit Primärkreisdrehzahlregelung und fixem Sekundärkreismassenstrom bzw. Sekundärkreisdrehzahlregelung und fixem Primärkreismassenstrom umgesetzt. Die Anlagenzahl liegt mit 108 über den 80 Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase, da einige Projekte aus mehreren voneinander unabhängigen Solaranlagen bestehen.

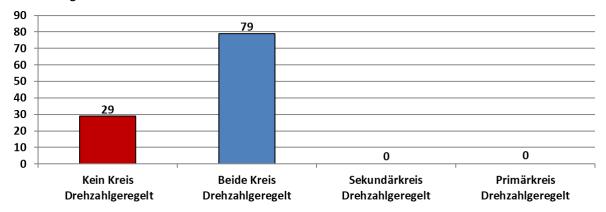


Abbildung 46: Kategorisierung der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase nach angewendeter Regelungsstrategie in den beiden Solarkreisläufen (verfügbar für 108 Anlagen, da pro Projekt in einigen Fällen mehrere Solaranlagen umgesetzt wurden)

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass im Zuge der einjährigen Monitoringphase zahlreiche Optimierungsvorschläge in Bezug auf die Regelungsstrategie der Solarkreisläufe detektiert und an die Förderwerber kommuniziert wurden. Überwiegend entfielen die Optimierungsvorschläge auf Variante 2 mit der Drehzahlregelung in beiden Solarkreisläufen. Hier gilt es zukünftig seitens der Akteure noch mehr Augenmerk auf die Planung und Ausführung der Regelstrategie zu legen, da in diesem Punkt definitiv ein erhebliches Fehlerpotenzial liegt.

### 5.5 Bandbreite des spezifischen Speichervolumens

Bei den zum Zeitpunkt der Berichtserstellung 80 Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase waren Wasserspeicher als Speichermedium für die Solarenergie praktisch gesetzt. Nur bei den folgenden sechs Projekten wurden systembedingt keine Wasserspeicher installiert:

- "Fernheizwerk II Graz" und "Fernheizwerk III Graz" als Direkteinspeisung ins Fernwärmenetz
- "Kraftwerk Simmering" als Vorwärmung von aufbereitetem Nachspeisewasser
- Den Holztrocknungsanlagen "Wührer" und "Mader" jeweils mit Steinspeicher sowie "Regionalenergie Natters".

Bei neun Projekten kommen zusätzlich Erdspeicher (größtenteils angeordnet unter dem Gebäude), die solarthermisch regeneriert als alleinige Wärmequelle für Wärmepumpen dienen, zum Einsatz. In 16 Projekten wurden zusätzlich zu Wasserspeichern noch massive Bauteile (Fundamentplatten, Decken, Speicherwände) als Wärmespeicher für Solarwärme genutzt und ermöglichten so hohe solare Deckungsgrade (Bandbreite von 50% bis nahezu 100%).

Eine Darstellung der spezifischen Wasserspeichervolumina (Liter/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>) bei den Projekten in Abhängigkeit der Bruttokollektorfläche ist in Abbildung 47 dargestellt. Die farbige Unterscheidung erfolgte im Diagramm nach Anwendung (Themengebiet).



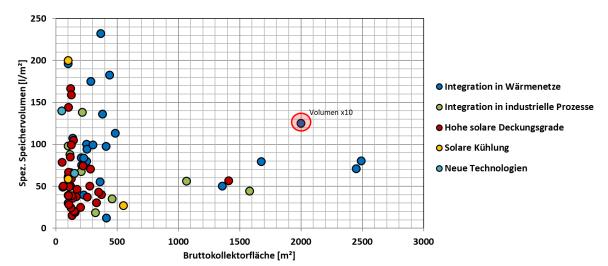


Abbildung 47: Darstellung der spezifischen Wasserspeichervolumina (Liter/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>) für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase und vorhandenem Wasserspeicher (verfügbar für 74 Anlagen) in Abhängigkeit der installierten Bruttokollektorfläche. Die farbige Unterscheidung erfolgt nach Themengebiet der Anwendung.

Die Bandbreite der spezifischen Wasserspeichervolumina liegt zwischen 20 und 230 l/ m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>, wobei der Großteil der Projekte Werte zwischen 30 und 110 l/ m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub> aufweist. Die Anlage "Energie Graz – Helios" verfügt über einen sehr großen Pufferspeicher von 2.500 m³ im Vergleich zu der derzeit installierten Kollektorfläche von 2.000 m². Um die Darstellung übersichtlich zu halten wurde der Wert für das spezifische Speichervolumen durch 10 dividiert (rote Markierung in der Grafik). Für diese Anlage sind weitere Ausbaustufen geplant, wodurch in den kommenden Jahren das spezifische Speichervolumen nach unten korrigiert werden muss. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Dimensionierungsansätze konnte kein Zusammenhang zwischen Anlagengröße (Bruttokollektorfläche) und spezifischem Speichervolumen festgestellt werden. Die eingesetzten Wasserspeicher entfallen aber alle auf die Kategorie Kurzzeitspeicher.

Abbildung 48 zeigt die spezifischen Wasserspeichervolumina erweitert um die Projekte mit Bauteilspeicher (thermisch aktivierte Bauteile) und Erdspeicher (in Verbindung mit Wärmepumpen). Hierzu wurden aus den konkreten Projekten der beiden Kategorien "Bauteilaktivierung" und "Erdspeicher" näherungsweise jeweils eine durchschnittliche Speicherkapazität berechnet und unter Berücksichtigung einer üblichen Temperaturdifferenz bei Wasserspeichern (30°C auf 95°C) das "warme" Wasseräquivalent bestimmt. Somit können näherungsweise unterschiedliche Speichermaterialien unmittelbar in ihrer Kapazität miteinander verglichen werden.

Das durchschnittliche spezifische Wasserspeichervolumen beträgt für die 48 Projekte mit Wasserspeicher rund 109 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>. Für die 16 Bauteilspeicher ergibt die Berechnung des Wasseräquivalents rund 89 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub> und für die 10 Erdspeicher rund 4.725 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>. Hierzu muss gesagt werden, dass die Dimensionierung des Erdspeichers einem saisonalen Ansatz unterliegt und als zentraler Dimensionierungsindikator die Funktion als alleinige Wärmequelle einer Wärmepumpe zugrunde liegt. Deshalb ist ein direkter Vergleich der spezifischen Erdspeichergrößen mit den beiden anderen Sub-Kategorien trotz Umrechnung auf Wasseräquivalent nicht unmittelbar möglich.

Interessant ist, dass bei Projekten mit Bauteilspeichern das zusätzlich umgesetzte spezifische Wasserspeichervolumen mit 53 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub> deutlich geringer ist als die spezifischen Wasserspeichervolumen bei ausschließlicher Verwendung von Wasserspeichern. Daraus kann ein bewusster Dimensionierungsansatz geschlossen



werden. Ähnlich verhält sich der Dimensionierungsansatz des Wasserspeichers bei den zehn Projekten, die auch Erdspeicher nutzen, denn das durchschnittliche spezifische Wasserspeichervolumen beträgt rund 64 l/ m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>.

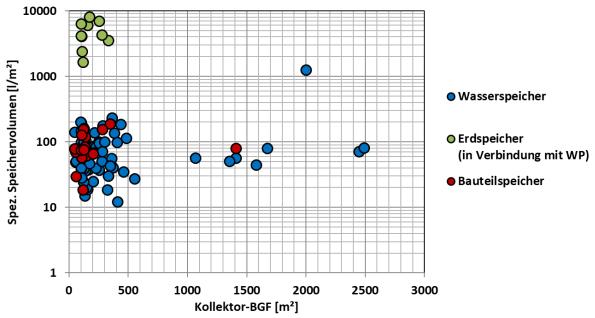


Abbildung 48: Darstellung der spezifischen Wärmespeichervolumen für Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase für Wasserspeicher, Bauteilspeicher und Erdspeicher auf Basis eines Wasseräquivalents ("warm") (verfügbar für 74 Anlagen).



## 6 Detektiertes Optimierungspotential

Wie bereits in Kapitel 4 ausführlich behandelt, zeigen die 80 Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase eine hohe Funktionalität. Das bedeutet, dass die Anlagen zuverlässig und stabil auf vertretbarem Ertragsniveau arbeiten. Dennoch zeigte sich deutlich, dass viele Anlagen noch Potenzial besitzen, ein höheres Ertragsniveau zu erreichen. Zuge einjährigen Monitoringphase 215 Im der wurden Optimierungsmöglichkeiten detektiert und an die Förderwerber (Eigentümer, Anlagenbetreiber, Investor, etc.) kommuniziert. Diese Optimierungsvorschläge betrafen nicht annähernd nur das Solarsystem, sondern Abschnitte des gesamten Wärmeversorgungssystems. Entscheidend ist dabei, dass aufgrund der vorhandenen Mängel in anderen Systemabschnitten in jedem Fall die Effizienz des gesamten Wärmeversorgungssystems reduziert wird, in vielen Fällen aber auch nachteilige Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit des Solarsystems gegeben sind.

Beispielsweise führt ein nicht einreguliertes Wärmeabgabesystem zu höheren Heizungsrücklauftemperaturen, was gleichzeitig auch höhere Rücklauftemperaturen zum Kollektor und somit geringere Kollektorwirkungsgrade bedeutet. Als ein weiteres Beispiel können Pufferspeicher genannt werden, die ohne ersichtliche Notwendigkeit vom konventionellen, gut regelbaren Wärmeerzeuger dauerhaft auf Temperatur gehalten werden. Neben erhöhten Wärmespeicherverlusten reichen die Auswirkungen der beladenen Speicher von einer signifikanten Erhöhung der Betriebstemperaturen des Solarkreises über die Reduktion des nutzbaren Speichervolumens für die Solaranlage bis hin zur kompletten Blockade des Speichers für die Solaranlage (Stagnation). Hierzu könnten an dieser Stelle noch eine Vielzahl von nachteiligen Effekten für die Solaranlage aus anderen Systemabschnitten genannt werden, wichtig ist aber, dass das Bewusstsein für diese Zusammenhänge bei den Akteuren vorhanden ist und in den Phasen der Planung-, Umsetzung- und Betriebsführung entsprechend berücksichtigt werden.

Abbildung 49 zeigt die 215 detektierten und mehr oder weniger schwerwiegenden Optimierungsmöglichkeiten zugeordnet nach Systemabschnitten (Solarkreis, Nachheizung, Speicher, Verbraucherkreis und Sonstige) und Kategorie (Dimensionierung, Regelung, hydraulische Einbindung, Volumenströme, Speicherladegrad, Komponenteneignung, hydraulische Fehlströmungen, etc.).



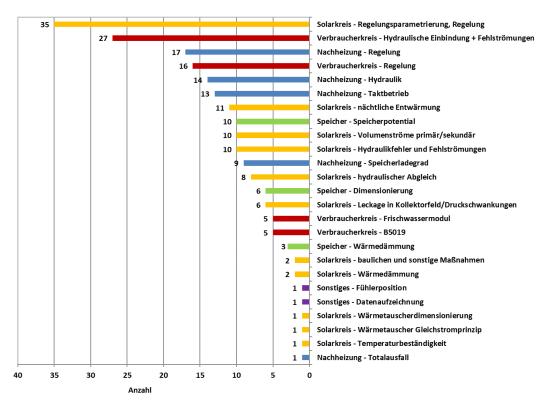


Abbildung 49: Darstellung der im Rahmen des Begleitforschungsprogramms detektieren 215 Optimierungsvorschläge. Kategorisierung nach Systemabschnitt (Verbraucher, Solarsystem, Speicher, Nachheizung, Sonstige) und Gegenstand der Optimierung.

Schlussendlich entfielen 87 detektierte Optimierungsmöglichkeiten auf den Solarkreis und 128 auf das restliche Wärmeversorgungssystem. Am meisten Defizite, nämlich 35 und 27, wurden im Solarkreis (Kategorie "Regelungsparametrierung, Regelung") und im Verbraucherkreis (Kategorie "Hydraulische Einbindung und Fehlströmungen") detektiert.

Abbildung 50 zeigt die detektierten und mehr oder weniger schwerwiegenden Optimierungsmöglichkeiten seit dem Förderjahr 2014 zugeordnet nach Systemabschnitten (Solarkreis, Nachheizung, Speicher, Verbraucherkreis und Sonstige) und Kategorie (Dimensionierung, Regelung, hydraulische Einbindung, Volumenströme, Speicherladegrad, Komponenteneignung, hydraulische Fehlströmungen, etc.). Die Optimierungsmöglichkeiten von den Förderjahren 2010 bis 2013 sind in hellen Farben bzw. Zahlen weiterhin dargestellt. Die Grafik zeigt, dass einige Defizitkategorien seltener aufgetreten sind bzw. in den vergangenen Jahren erfolgreich ausgemerzt werden konnten.



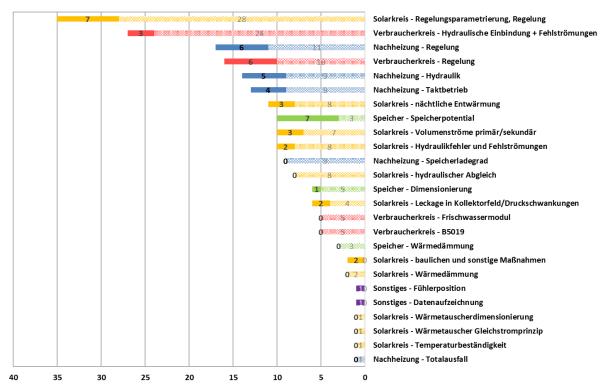


Abbildung 50: Darstellung der im Rahmen des Begleitforschungsprogramms detektieren neuen Optimierungsvorschläge seit dem Förderjahr 2014. Kategorisierung nach Systemabschnitt (Verbraucher, Solarsystem, Speicher, Nachheizung, Sonstige) und Gegenstand der Optimierung.

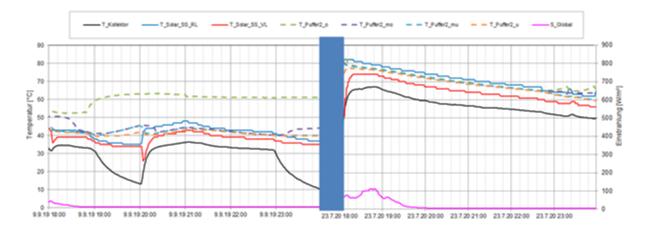
Repräsentativ für den Systemabschnitt "Solarkreis" (Kategorie "Regelungsparametrierung, Regelung") und den Systemabschnitt "Nachheizung" (Kategorie "Regelung") wird nachfolgend jeweils ein konkretes Beispiel für einen Anlagenmangel aufgezeigt und die Behebung desselben dargestellt.

#### Beispiel 1: Systemabschnitt "Nachheizung" (Kategorie Regelung)

Im Zuge der Anlagendetailanalyse in den ersten drei Monaten der wissenschaftlichen Begleitung konnte im solarunterstützten Wärmeversorgungssystem einer Sportanlage ein ungünstiges Zusammenspiel zwischen der Nachheizung – einem Gaskessel – und der Solaranlage in den Nachtstunden festgestellt werden: Während der nächtlichen Rückkühlung des Pufferspeichers zur Stagnationsvermeidung der Solaranlage tagsüber war gleichzeitig der Gaskessel aktiv und hielt den gleichen Pufferspeicher auf Temperatur. Als Konsequenz wurde also nicht nur solarer Überschuss, sondern auch fossil erzeugte Wärme über die Solaranlage rückgekühlt.

In Abbildung 51 ist links vom blauen Balken der Anlagenbetrieb vor der Optimierung dargestellt. Die Pufferspeichertemperaturen bleiben trotz Rückkühlung über die Solaranlage weitgehend konstant bzw. steigen teilweise sogar an (T\_Puffer2\_o, grün strichliert). Nach Optimierung der Reglung trat dieses Verhalten des Gaskessels nicht mehr auf, wie Abbildung 51 rechts vom blauen Balken exemplarisch entnommen werden kann.





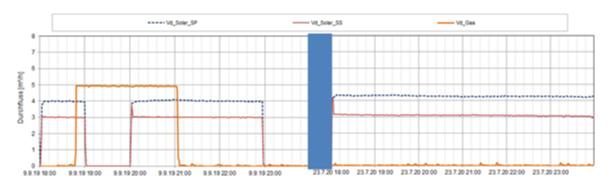


Abbildung 51: Vergleich des Temperaturverlaufs im solaren Sekundärkreis zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung und der Pufferspeichertemperaturen (oben) sowie Verlauf der Durchflüsse im solaren Primär- und Sekundärkreis (unten) vor der Optimierung der Regelung (links, 09.09.2019) und nach der Optimierung der Regelung (rechts, 23.07.2020). Durch die Optimierung konnte der gleichzeitige Betrieb von solarer Rückkühlung und Gaskessel ausgeschlossen werden.

# Beispiel 2: Systemabschnitt "Solarkreis" (Kategorie Regelungsparametrierung, Regelung)

Die dargestellte Anlage dient der Vorwärmung von Nachspeisewasser (Deionat) eines Fernwärmenetzes. Die Solaranlage ist über einen Wärmetauscher direkt in die Nachspeiseleitung eingebunden, sodass nur dann solarer Ertrag generiert werden kann, wenn die Nachspeiseanlage in Betrieb ist. Eine weitere Besonderheit der Anlage ist, dass nicht nur die Wahl des Einspeiseanlage, sondern auch die Nutzung der solaren Vorwärmung durch automatisierte Regelungsalgorithmen, sondern durch Betriebspersonal manuell bestimmt wird. Im Zuge der Anlagendetailanalyse der wissenschaftlichen Begleitung wurde festgestellt, dass es immer wieder Stagnationsperioden der Solaranlage kam, da trotz aktiver Nachspeisung, die solare Vorwärmung nicht (aktiv) zugeschalten wurde. Dies ist in Abbildung 40 links deutlich erkennbar: In den rot markierten Bereichen ist die Nachspeisung aktiv (VEN\_Deionat = 1, orange), die Solaranlage ruht jedoch und stagniert. Auf der rechten Seite von Abbildung 40 ist der Anlagenbetrieb nach Gespräch mit dem lokalen Betriebspersonal dargestellt. Hier konnte die Solaranlage ihr volles Potential ausschöpfen und Nachspeisewassertemperatur von ca. 20 °C auf rund 40 °C anheben.



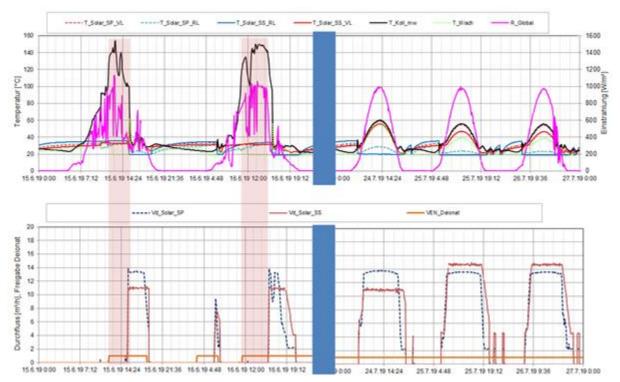


Abbildung 52: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im primären und sekundären Solarkreis und am Kollektor sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben). Verlauf der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung an Tagen mit Stagnation (unten) (links: Juni 2019, rechts: Juli 2019)

An diesen beiden ausgewählten Beispielen getätigter Anlagenverbesserungen wird deutlich, wie effektiv einzelne Optimierungsmaßnahmen in Folge der detaillierten Analyse von Messdaten durchgeführt werden können. In Zusammenarbeit mit den betroffenen Förderwerbern und deren Partner (Betreiber, Errichter, Regelungsunternehmen, Installateur, Planer, etc.) gelang es von den 215 detektierten Optimierungsmöglichkeiten zumindest 89 mit messtechnischem Nachweis auch definitiv innerhalb der einjährigen Monitoringphase umzusetzen und eine Steigerung der Effizienz und Funktionalität des gesamten Wärmeversorgungssystems nachhaltig zu erwirken. Gleichzeitig konnte im Zuge der Optimierungsarbeiten an die beteiligten Akteure der Branche Wissen transferiert und Bewusstsein für die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Betrachtung Wärmeversorgungssystemen geschaffen werden.



## 7 Innovationen und Highlights

In den vergangenen zehn Jahren (2010 bis 2019) wurden durch das Team der wissenschaftlichen Begleitung 354 Wärmeversorgungssysteme mit großen Solarsystemen beraten, 101 wurden zu wissenschaftlichen Begleitforschung ausgewählt und bei 80 Projekten konnte die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen werden. Im Zuge dieser Aktivitäten und einer Vielzahl von Expertengesprächen konnten zahlreiche Erkenntnisse generiert und wieder an die Akteure der Branche kommuniziert werden. Nachfolgend wird der Versuch gestartet, die wesentlichen Highlights, Innovationen und Auswertungen aus dieser großen Menge an Erkenntnissen bzw. Messdaten anzuführen und zu erläutern. Diese Ausführungen erheben nicht den Anspruch auf Vollständigkeit.

## 7.1 Solarthermie und Wärmepumpenkombinationen

Im Rahmen des Förderprogramms konnte ein deutlicher Trend zu Anlagen mit einer Solarthermie/Wärmepumpen-Kombination festgestellt werden. Die vielfältigen Kombinationsmöglichkeiten der beiden Technologien wurden im IEA SHC Task 441 untersucht und in die Hauptkategorien "parallele", "serielle", "regenerative" und "komplexe Konzepte" unterteilt. Beim parallelen Konzept liefern die Solaranlage und die Wärmepumpe getrennt voneinander, Energie in einen gemeinsamen Speicher. Beim seriellen Konzept liefern die Solarkollektoren Wärme an den Verdampfer der Wärmepumpe. Die Kollektoren können auch hier die Rolle eines Umgebungsluftwärmetauschers übernehmen (unabgedeckte oder hybride Kollektoren). Im regenerativen Konzept liefern die Solarkollektoren im Sommer Wärme an einen Erdwärmetauscher und regenerieren somit das Erdreich. Zwischen der solarthermischen Regeneration in der einstrahlungsreichen Jahreszeit und der Nutzung der Wärme in der kalten Jahreszeit vergehen Wochen bis Monate, daher wird der Erdwärmetauscher meist Erdspeicher oder Saisonalspeicher genannt. Komplexe Konzepte sind eine Kombination der seriellen, parallelen und/oder regenerativen Konzepte.

Die im gegenständlichen Förderprogramm begleiteten Solarthermie/Wärmepumpen-Kombinationen (zum Zeitpunkt der Berichtserstellung 36 Anlagen) können den Kategorien "Komplexes Konzept" (28 Anlagen) und "Paralleles Konzept" (8 Anlagen) zugeordnet werden. Ausreichend Messdaten zur Auswertung in diesem Bericht sind von 24 Anlagen vorhanden (als Projekte mit "abgeschlossener Monitoringphase" bezeichnet; siehe dunkelblaue Balken in Abbildung 53). Von diesen Anlagen sind 17 Anlagen der Kategorie "Komplexes Konzept" und sechs Anlagen der Kategorie "Paralleles Konzept" zuzuordnen. Zur Unterteilung dieser Anlagen unter Berücksichtigung der Funktionsweise wird folgende Unterkategorisierung vorgenommen:

#### Komplexes Konzept (17 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase):

- Anlagen mit Saisonalspeicher (12 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase)
  - Erdspeicher unter dem Gebäude (10 Projekte)
  - Tiefensonden (2 Projekte)
- Anlagen ohne Saisonalspeicher (5 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase)
  - Wasserpufferspeicher als Wärmequelle (5 Projekte)

Paralleles Konzept (6 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase):

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

Paula, Michael. 2014. "IEA Solares Heizen und Kühlen Task44: Solar und Wärmepumpensysteme.".



- Anlagen mit Sole-Wärmepumpe als Nachheizsystem (5 Projekte)
- Anlagen mit Luft-Wärmepumpe als Nachheizsystem (1 Projekt)

Bei 6 der 12 abgeschlossenen Anlagen mit Erdspeicher dient das Wärmepumpensystem auch zur Raumkühlung und der Erdspeicher wird teilweise mit der abgeführten Raumwärme regeneriert. Die folgenden Auswertungen konzentrieren sich jedoch auf den Heizbetrieb.

Abbildung 53 zeigt die Anzahl der abgeschlossenen und der in Umsetzung bzw. im Monitoring befindlichen Anlagen jeder Kategorie. Außerdem sind die Mittelwerte des durchschnittlichen direkten und indirekten spezifischen Solarertrags sowie der Arbeitszahl (SPF, engl. Seasonal Performance Factor) der jeweiligen Anlagenkategorie angegeben. Die Kategorie "Anlagen mit Saisonalspeicher" umfasst Anlagen, in denen Wärmepumpensysteme mit Flächenkollektoren, Tiefensonden oder Eisspeichern ausgestattet sind und solare Wärme in den Saisonalspeicher eingebracht wird, den das Wärmepumpensystem als Quelle nutzt. In der Kategorie "Anlagen ohne Saisonalspeicher" sind einerseits Anlagen zusammengefasst, die keine solare Wärme als Quelle für die Wärmepumpe nutzen, und andererseits Wärmepumpen, die solare Wärme als Quelle nutzen und ohne saisonale Speicherung netzgekoppelt arbeiten. In der Kategorie "Anlagen mit Sole-, Wasser- und Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem" wurde die Begleitforschung bisher an 6 Anlagen abgeschlossen.

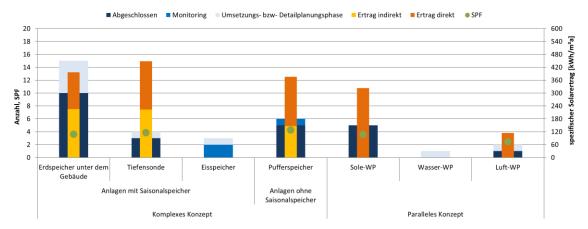


Abbildung 53: Anzahl der Anlagen je Kategorie, Status Quo in der wissenschaftlichen Begleitung sowie durchschnittliche Messergebnisse (Spezifischer Solarertrag, SPF)

Die nachfolgenden Darstellungen und Auswertungen betreffen nur Projekte mit bereits abgeschlossener Monitoringphase.

Der durchschnittliche spezifische Solarertrag wird "direkter" und "indirekter" Nutzung zugeordnet. Der direkt genutzte Teil wurde direkt den Verbrauchern (Raumheizung, Warmwasserbereitung) oder einem Kurzzeitspeicher zugeführt. Der indirekt genutzte Teil diente der Wärmepumpe als Quelle oder wurde dem Saisonalspeicher zugeführt. Der SPF ist die Kurzform von "Seasonal Performance Factor", er ist das Verhältnis von der von der Wärmepumpe abgegebenen Nutzwärme zum elektrischen Energiebedarf der Wärmepumpe. Der SPF wird in der Regel herangezogen, um die Effizienz der Wärmepumpe zu bewerten. Zusatzaggregate wie Umwälzpumpen konnten bisher nicht berücksichtigt werden, da eine explizite Vermessung im Monitoringstandard der Förderaktion nicht vorgesehen ist.

Die betreffenden Anlagenkategorien ("mit Saisonalspeicher", "ohne Saisonalspeicher" und "Paralleles Konzept" wurden einer spezifischen Analyse unterzogen und die Ergebnisse in



Abbildung 54 bis Abbildung 56 dargestellt. Die Grafiken zeigen jeweils Parameter der Solaranlage (spezifische Solarerträge, Kollektormitteltemperaturen) je Betriebszustand und den SPF als Parameter für die Wärmepumpe.

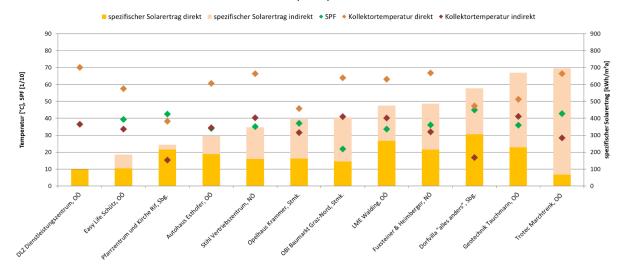


Abbildung 54: Parameter der Anlagen in der Kategorie "Anlagen mit Saisonalspeicher"

Anhand der spezifischen Erträge kann man erkennen, welcher Anteil des Solarertrags direkt und welcher Anteil indirekt genutzt wurde. Der direkte Anteil des Solarertrages wird jeweils auf höherer Betriebstemperatur der Anlage generiert, wobei die Kollektormitteltemperatur für diese Bewertung herangezogen wurde. Für die Anlage "DLZ Dienstleistungszentrum, OÖ" konnten der indirekte Anteil und die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe nicht bestimmt werden. Die durchschnittliche Kollektormitteltemperatur ist bei indirekter Nutzung bei den meisten Anlagen um mehr als 25 K geringer, wodurch die Effizienz und damit der Solarertrag der Solaranlage steigen. Das tiefe Temperaturniveau dieser Energie muss jedoch mit der Wärmepumpe unter Aufwand von elektrischer Energie wieder angehoben werden. Je größer die Temperaturdifferenz zwischen Quelle und Nutzerseite der Wärmepumpe ist, umso größer ist die Stromaufnahme und umso kleiner ist der SPF. Die Optimierung des Gesamtsystems hinsichtlich verschiedener, teils diametraler Kriterien wie Stromkostenminimierung, oder Maximierung der CO<sub>2</sub>- bzw. Primärenergieeinsparung ist entsprechend komplex.

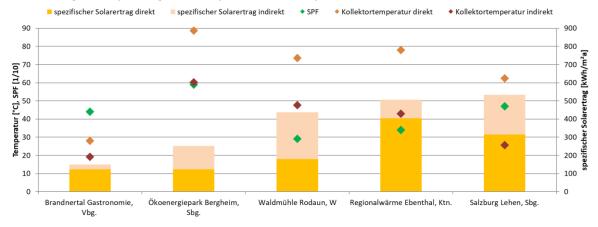


Abbildung 55: Parameter der Anlagen der Kategorie "Anlagen ohne Saisonalspeicher"

Die spezifischen Erträge und die Kollektormitteltemperaturen sind innerhalb der jeweiligen Kategorien sehr unterschiedlich. Die Ursachen hierfür sind sehr individuell (Bruttokollektorfläche der Solaranlage, Kollektorneigung, Verschaltung der Kollektoren,



Betriebsweise der Solaranlage, Speichergröße, Nutzenergiebedarf, Temperaturniveau der Verbraucher, etc.) und lassen keine eindeutigen und allgemeinen Rückschlüsse zu.

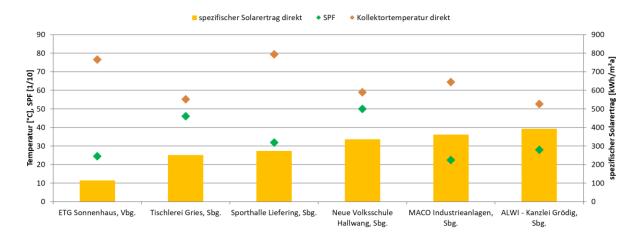


Abbildung 56: Parameter der Anlagen in der Kategorie "Anlagen mit Sole- und Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem"

Die Betriebsergebnisse der Wärmepumpen sind durchwegs zufriedenstellend, wenngleich bei einigen wenigen Anlagen der SPF der Wärmepumpe niedrig ist. Bei einigen Anlagen sind sehr zufriedenstellende SPF-Werte zu verzeichnen, was für den wirtschaftlichen Betrieb der Wärmepumpe spricht. Von Vorteil für einen wirtschaftlichen Betrieb der Wärmepumpe ist unter anderem ein kontinuierlicher Betrieb. Als Bewertung der Betriebsweise wird in Tabelle 1 für den jeweiligen Zeitraum der Betriebsdatenanalyse der Begleitforschung die Laufzeit der Wärmepumpe pro Jahr, eine mittlere Laufzeit je Aktivierung im gesamten Jahr, eine mittlere Laufzeit je Aktivierung im Monat mit längster Laufzeit und die Anzahl der Aktivierungen pro Jahr gegenübergestellt. Die mittlere Laufzeit je Aktivierung im gesamten Jahr liegt im Bereich von 10 Minuten bis knapp 10 Stunden, im Falle von Regionalwärme Ebenthal sogar bei 66 Stunden. Eine Betriebsweise mit sehr kurzen Laufzeiten hat in der Regel einen negativen Einfluss auf die Effizienz der Wärmepumpe, da es nach dem Einschalten des Verdichters im besten Fall nur einige Minuten braucht, bis der Kreisprozess einen quasistationären Betriebszustand erreicht.

Abbildung 57 bis Abbildung 59 zeigen für die oben eingeführten Kategorien (mit bzw. ohne Saisonalspeicher und Wärmepumpe als Nachheizung), dass es je nach Nutzung und Anteil der Energiemenge, die von der Solarthermie/Wärmepumpen-Kombination bereitgestellt wird zu großen Unterschieden bei den Laufzeiten der Wärmepumpe kommt. Positiv hervorzuheben ist die Anlage "Regionalwärme Ebenthal", welche eine außerordentlich hohe mittlere Laufzeit aufweist. Der Hauptgrund hierfür ist, dass die Wärmepumpe das Potential der zweiten Rauchgaskondensationsstufe steigern soll und die erzeugte Wärme in eine praktisch unendliche große Senke (Netz-Rücklauf) einspeisen kann. Mittlere Laufzeiten unter 30 Minuten sind bedenklich, jedoch aufgrund der variierenden Energieverbräuche nicht vollständig zu vermeiden. Nebst umgesetzten Verbesserungen während der Periode der Betriebsdatenanalyse durch die Begleitforschung traten bei manchen Anlagen auch Planungsfehler auf (bspw. Speicherdimensionierung), die nach der Errichtung nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand korrigiert werden hätten können. In einigen Fällen ist die Leistung der Wärmepumpe im Vergleich zur Speichergröße zu hoch. Dadurch ist der Speicher schnell beladen und die Wärmepumpe schaltet nach kurzer Laufzeit ab.



Tabelle 1: Laufzeitanalyse und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe

	•	r		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
		Laufzeit	Mittlere Laufzeit je	Mittlere Laufzeit je	Anzahl der
		Wärmepumpe	Aktivierung im	Aktivierung im Monat mit	Aktivierungen
	_	pro Jahr [h]	gesamten Jahr [min]	längster Laufzeit [min]	pro Jahr
Anlagen mit Saisonalspeicher	OBI Baumarkt Graz-Nord, Stmk.	309	17	20	1347
	Pfarrzentrum und Kirche Rif, Sbg.	1068	23	33	2717
	Fuxsteiner & Heimberger, NÖ	1081	34	318	1755
	Stihl Vertriebszentrum, NÖ	790	42	61	1080
	Trotec Marchtrenk, OÖ	1110	44	70	1533
	LME Walding, OÖ	909	46	178	1297
	Easy Life Schütz, OÖ	2799	90	64	1870
	DLZ Dienstleistungszentrum, OÖ	2066	119	574	1168
	Geotechnik Tauchmann, OÖ	2436	123	446	1349
	Dorfvilla "alles anders", Sbg.	1893	177	203	650
	Autohaus Esthofer, OÖ	3022	251	708	2112
	SFL technologies, Stmk.	3880	304	696	1081
	Opelhaus Krammer, Stmk.	4772	557	589	1081
Anlagen ohne Saisonalspeicher	Brandnertal Gastronomie, Vbg.	569	9	9	3577
	Waldmühle Rodaun, W	7109	100	690	5396
	Ökoenergiepark Bergheim, Sbg.	3066	113	372	1603
	Salzburg Lehen, Sbg.	3739	569	781	395
	Regionalwärme Ebenthal, Ktn.	7922	3987	2417	311
Wärmepumpe als Nachheizsysteme	MACO Industrieanlagen, Sbg.	1194	59	324	1105
	Sporthalle Liefering, Sbg.	1757	82	455	1485
	ALWI - Kanzlei Grödig, Sbg.	3669	118	671	3732
	Neue Volksschule Hallwang, Sbg.	1454	129	570	817
	ETG Sonnenhaus, Vbg.	163	192	180	46
	Tischlerei Gries, Sbg.	474	203	348	212
		•			

Die Auslegung der Wärmepumpe bezieht sich in der Regel auf den an diesem Ort kältesten Tag im Jahr, an dem der Wärmebedarf der Verbraucher am größten ist. Zur Bewertung wurde der Monat mit der längsten Laufzeit der Wärmepumpe herangezogen und für diesen Monat die mittlere Laufzeit je Aktivierung berechnet und gegenübergestellt. Die mittlere Laufzeit in dieser Periode ist in der Regel länger, als auf das ganze Jahr betrachtet. Ist dieser Wert gering (die Grenze kann hier näherungsweise bei 45 bis 75 Minuten gelegt werden), wäre vermutlich eine Wärmepumpe mit geringerer Heizleistung zur Deckung des Wärmebedarfs ausreichend.

Da in dieser Periode in den letzten Jahren immer seltener die zur Auslegung herangezogene tiefste Temperatur auftritt, arbeitet die Wärmepumpe immer seltener im Auslegungspunkt und die mittlere Laufzeit sinkt. Ein größerer und damit teurerer Pufferspeicher kann zu Einsparung elektrischer Energie führen.



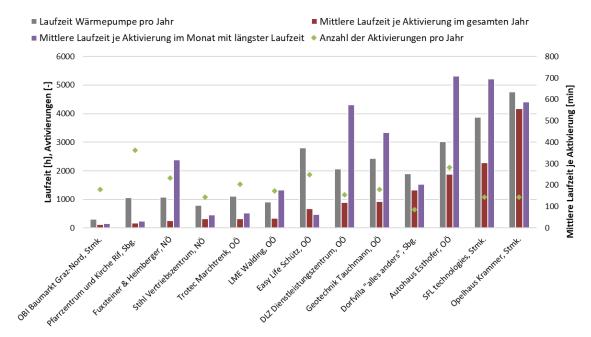


Abbildung 57: Laufzeiten und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe für Anlagen mit Saisonalspeicher

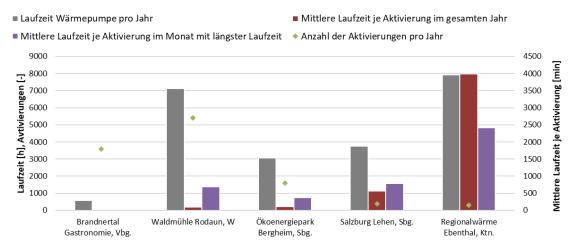


Abbildung 58: Laufzeiten und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe für Anlagen ohne Saisonalspeicher

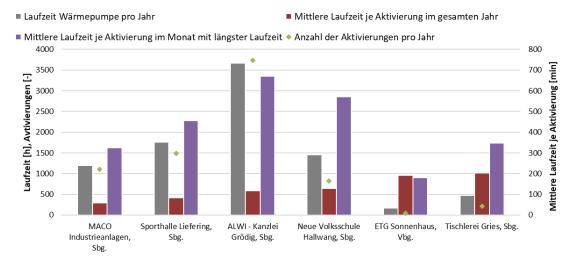


Abbildung 59: Laufzeiten und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe für Anlagen mit Soleund Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem



#### Zusammenfassung

Die Kombination von Wärmepumpen mit Solarthermie spielt im Programm "Solare Großanlagen" eine zunehmend größere Rolle. Es wurden bereits 24 Anlagen realisiert, für drei hat die Monitoringphase begonnen und weitere 9 befinden sich in Umsetzung. Die Wärmepumpe ist grundsätzlich gut zur Kombination mit Solarthermie geeignet, um Niedertemperaturwärme und Wärme zur Warmwasserbereitung zur Verfügung zu stellen. Die Wärmepumpe fungiert dabei sehr flexibel und übernimmt (teilweise mithilfe des Einsatzes eines Saisonalspeichers) die Wärmebereitstellung in Zeiten, in denen die Solaranlage keine Wärme liefern kann. Nebst der klassischen Anwendung zur Warmwasserbereitung und Raumheizung finden sich drei Solarthermie/Wärmepumpen-Kombinationen, welche in Anlagen zur netzgebundenen Wärmeversorgung eingebunden sind. Die dabei erzielten Ergebnisse (spezifische Solarerträge, SPF, umweltrelevante Emissionsvermeidung) sind vielversprechend, der Trend zu solchen Anlagen wird wahrscheinlich weiter steigen.

Die Komplexität der Anlagen ist jedoch hoch und oftmals individuell an die Nutzung angepasst, was den Aufwand an Planung und Umsetzung erhöht und das Risiko von Planungsfehlern steigert. Einige Anlagenbauer konnten durch die Unterstützung der Begleitforschung ihren Erfahrungsschatz ausbauen, die Anlagenperformance verbessern und in weiterer Folge die Anlagen quasi duplizieren. Andere Anlagenbauer stehen in dieser Entwicklung erst am Anfang und verbessern ihren Anlagenerrichtungsprozess sukzessive. Der Prozess, beginnend bei der Planung bis zur Abnahme, ist durchwegs komplex und von Einflussfaktoren abhängig. Das nötige Know-how zur erfolgreichen Anlagenumsetzung ist noch nicht mit Standards (Normen bzw. Richtlinien) geregelt und beinhaltet ein nicht zu vernachlässigendes Risiko für den Anlagenbauer, da er in der Regel für die zuverlässige Funktion der Anlage haftet. Bei manchen der realisierten Anlagen dürfte bei der Auslegung und der Auswahl der Wärmepumpe sehr auf Sicherheit gesetzt und die Wärmepumpe allzu leistungsstark ausgewählt worden sein. Bei manchen Anlagen wurde ein ungünstiges Speichervolumen gewählt. Beide Ursachen führen dazu, dass die Wärmepumpe häufig aktiviert wird und nur kurze Laufzeiten hat. Eine zu kurze Laufzeit verringert die Effizienz und erhöht damit die Stromaufnahme der Wärmepumpe. Häufiges Einschalten erhöht zudem die Abnutzung des Verdichters, da bewegliche Teile aneinander reiben, bis der Schmierfilm wieder aufgebaut ist. Eine weniger leistungsstarke Wärmepumpe oder ein größeres Speichervolumen bewirken in der Regel längere Laufzeiten und weniger häufige Aktivierungen. Andererseits muss der Anlagenbauer sicherstellen, dass ausreichend Wärme auch in wetterbedingt ungünstigen Zeiträumen (ohne Solarerträge) zur Verfügung steht, was die Auswahl einer zu leistungsstarken Wärmepumpe nachvollziehbar macht.

# 7.2 Solare Bauteilaktivierung – Multifunktionale Nutzung von Gebäudebauteilen

Das Förderprogramm auf der einen Seite und ausgezeichnete Ergebnisse aus ersten Pilotanlagen auf der anderen Seite verstärkten die Nachfrage nach Projekten mit solarer Bauteilaktivierung. Das Konzept zielt dabei auf die aktive thermische Nutzung von quasi sowieso verfügbaren Gebäudemassen als Wärmespeicher bzw. Wärmeabgabesystem und daraus resultierend die Erreichung geringerer Kosten. Bisher wurde in 16 Projekten mit thermisch aktivierten Fundamentplatten und Zwischendecken die einjährige Monitoringphase mit beachtlichen Ergebnissen (mehrheitlich solare Deckungsgrade von über 50%) abgeschlossen. Zwei weitere Projekt, das Projekt "BG Graspointner" als auch das Projekt "Rotkreuzzentrale Korneuburg" befanden sich zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase. Abbildung 60 zeigt diese 18 Projekte gereiht nach Bruttokollektorfläche und beinhaltet als Zusatzinformation



das Gesamtvolumen der thermisch aktivierten Bauteile. Die Bandbreite der Bruttokollektorflächen reicht von 51 bis 1.411 m². Auch die Anwendungsbandbreite von thermisch aktivierten Bauteilen zur Beheizung/Kühlung von Gebäuden zeigt sich in dieser Darstellung. Von produzierenden Betrieben über Handwerksbetrieben, Gärtnereien, Büros, Sportanlagen, Schulen bis hin zu Veranstaltungszentren im kirchlichen als auch kommunalen Bereich reicht hier das Spektrum.

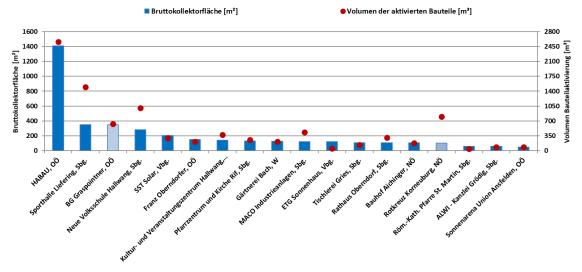


Abbildung 60: Darstellung aller zum Zeitpunkt der Berichtserstellung für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählter Projekte mit thermisch aktivierten Bauteilmassen. Die blauen Balken repräsentieren Projekte mit abgeschlossener und die hellblauen Balken repräsentieren Projekte in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase.

Neben den thermisch aktivierten Bauteilen haben diese 18 Projekte noch gemeinsam, dass sie allesamt auf hohe solare Deckungsgrade abzielen. Die Bandbreite der prognostizierten solaren Deckungsgrade liegt zwischen 20 und 100% am gesamten Wärmebedarf, wobei bei neun Projekten die Prognosewerte mit Werten zwischen 43 und 100% teilweise deutlich überschritten werden konnten.

Interessant ist in diesem Zusammenhang die Dimensionierung der Speichervolumina bzw. die Aufteilung zwischen Wasser- und Bauteilspeicher, die in Abbildung 61 dargestellt ist. Umgerechnet auf ein Wasseräquivalent (siehe auch Kapitel 5.5) liegen die einzelnen spezifischen Bauteilspeichervolumina mit 18 bis 344 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub> in einer erheblichen Bandbreite. Der durchschnittliche Wert beträgt 103 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>. Im Vergleich dazu liegt das durchschnittliche spezifische Wasserspeichervolumen bei 52 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>. Daraus wird deutlich, dass in Verbindung mit thermisch aktivierten Bauteilen, die Dimensionen der Wasserspeichervolumen eher gering gehalten werden können. Die Summe aus spezifischem Bauteilspeichervolumen und Wasserspeichervolumen liegt in einem Spektrum zwischen 79 und 403 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>. Das durchschnittliche Gesamtspeichervolumen beträgt 155 l/m²<sub>Bruttokollektorfläche</sub>.



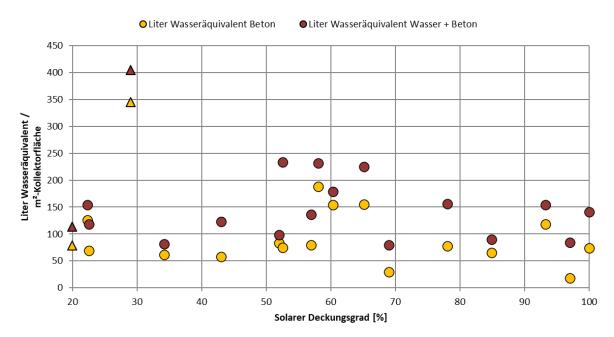


Abbildung 61: Darstellung der spezifischen Speichervolumina (Wasserspeicher und Bauteilspeicher über Wasseräquivalent) für alle zum Zeitpunkt der Berichtserstellung für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte mit thermisch aktivierten Bauteilmassen. Das Darstellungszeichen "Dreieck" bezieht sich auf die beiden Projekte in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase. Für die Projekte mit abgeschlossener Monitoringperiode wurde der gemessene solare Deckungsgrad herangezogen, für die Projekte in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase die eingereichten Werte.

Ein großer Vorteil von solarthermisch aktivierten Bauteilen liegt im günstigen Betriebstemperaturniveau für Solarkollektoren in der Heizperiode. Dieser Aspekt wird nachfolgend anhand von Messergebnissen zum Projekt "VS Hallwang" verdeutlicht.

Die neuerrichtete Volksschule Hallwang (Abbildung 62) hat eine Brutto-Grundfläche von 2860 m² und eine Heizlast von 120 kW. Der ebenso neu errichtete und an den Schulbau angeschlossene Turnsaal hat eine Brutto-Grundfläche von 1450 m² und eine Heizlast von 114 kW. Eine insgesamt 280 m² große Solaranlage und eine 30 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe mit vier je 125 m tiefen Erdsonden als Quelle stellen die Wärmeversorgung von Schule und Turnsaal sicher. Etwa 180 m² der Solaranlage werden am Dach aufgeständert und weitere rund 100 m² werden in die Südfassade integriert. Alle Wärmeerzeuger beliefern insgesamt vier Pufferspeicher à 5.000 Liter (gesamt 20 m³). Als weiterer Speicher stehen rund 1.000 m³ Bauteilaktivierung (Fundamentplatte und Zwischendecke) zur Verfügung, die im Winter als Wärme- und im Sommer als Kältespeicher genutzt wird.

Solare Überschüsse können in Richtung Kindergarten verschoben werden. Im Sommer kann mit der solaren Überschusswärme eine Adsorptionskältemaschine für die Bereitstellung von Gebäudekühlung betrieben werden.

Konkret wurden im Messjahr für die Beheizung des Zubaus 85 MWh Solarwärme erzeugt, welche für Beheizung und Kühlung herangezogen wurde. Der spezifische Solarertrag betrug für das Messjahr 337 kWh/m²<sub>Apertur</sub>a und es wurde eine solare Deckung von Heizung und Kühlung von 65 % erreicht.





Abbildung 62: Südost Ansicht der Volksschule Hallwang – die Fassadenkollektoren sind neben den Fenstern montiert, das Dach wurde sowohl für die Solarthermie- als auch für eine Photovoltaik-Anlage genutzt (Quelle: Gemeinde Hallwang)

Ein zentraler Erfolgsfaktor der solaren Bauteilaktivierung generell und so auch in diesem Projekt ist das tiefe Versorgungstemperaturniveau, mit dem die Bauteilaktivierung in der Heizperiode das Auslangen findet. Die mittlere gewichtete Kollektorvorlauftemperatur betrug in der Heizperiode (Funktion Bauteilaktivierung) rund 42°C. Deutlich ersichtlich ist dies in Abbildung 63, in der alle Wärmemengen (5 Minuten Mittelwerte) über den zugehörigen Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarsekundärkreislauf aufgetragen wurden. Deutlich sind zwei Betriebsmodi zu erkennen und zwar ein Betriebsmodus in dem in der Heizperiode die Bauteilaktivierung bedient wird (Solarvorlauftemperaturen meist von 20°C bis 45°C) und ein Betriebsmodus in dem in den Sommermonaten (oder bei Überschüssen auch in der Heizperiode) die Warmwasserbereitung bzw. die thermische Kühlmaschine versorgt werden (Solarvorlauftemperaturen von 50°C bis 80°C).

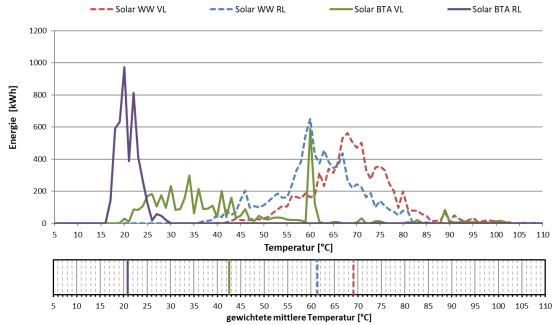


Abbildung 63: Darstellung der vom Solarsystem übertragenen Wärmemenge bei unmittelbarer Zuordnung zum Vor- bzw. Rücklauftemperaturniveau des Solarprimärkreislaufes (Q-T Diagramm). Deutlich sind jene Temperaturniveaubereiche erkennbar, bei denen große Mengen an Wärme übertragen werden, sprich ein Funktionsmodus "Solare Bauteilaktivierung" (durchgezogener Bereich) und ein Funktionsmodus "Solare Warmwasserbereitung" (strichlierter Bereich).



Dieser Effekt der tiefen Betriebstemperaturen des Solarsystems in Verbindung mit Bauteilaktivierung ist kein Spezifikum des Projektes "VS Hallwang", sondern wird auch bei den anderen bauteilaktivierten Projekten der wissenschaftlichen Begleitung gezielt genutzt.

Die Nutzung von Solarwärme in den Sommermonaten (bzw. auch in Wintermonaten mit reduziertem Heizwärmebedarf), wie sie bei "VS Hallwang" mit der Warmwasserbereitung, des Antriebs der thermischen Kältemaschine sowie der Mitversorgung des Kindergartens umgesetzt wurde, ist die sinnvolle Ergänzung dieses Wärmeversorgungskonzeptes und bringt zusätzlichen Nutzen im Solarertrag und somit in der Wirtschaftlichkeit.

# 7.3 Zweifach abgedeckte Flachkollektoren für Anwendungen im Bereich zwischen 80 und 120°C

Innerhalb der ersten beiden Jahre des Förderprogramms wurde im Zuge der wissenschaftlichen Begleitforschung ein verstärkter Bedarf an sogenannten Mitteltemperaturkollektoren, speziell für den Temperaturbereich 80 bis 120°C, festgestellt. Mit hoher Wahrscheinlichkeit hat diese gesteigerte Nachfrage ihre Ursache in dem speziell auf Großanlagen im gewerblichen Bereich ausgerichteten Förderprogramm des Klima- und Energiefonds. In den darauffolgenden Jahren flaute das Interesse an dieser Kollektortechnologie wieder etwas ab. Doch im Bereich der "Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungssysteme" ist nun doch wieder ein verstärktes Interesse feststellbar. Besonders erwähnenswert sind hier drei Anlagen mit abgeschlossener Monitoringperiode, welche nicht zuletzt wegen der eingesetzten Mitteltemperaturkollektoren sehr hohe spezifische Solarerträge zwischen 506 und 715 kWh/m²a erreichten.

#### Regionalwärme Ebenthal

Die insgesamt 366 m² Kollektorfläche bestehen aus drei parallel verschalteten Teilfeldern, seriell verschalteten Standardflachkollektoren Mitteltemperaturkollektoren bestehen (Abbildung 64). Je nach Einstrahlungsleistung sind drei unterschiedliche Betriebsweisen der Solaranlage bzw. der Heizhausbetriebs möglich. Bei hoher Einstrahlungsleistung bzw. wenn die Kollektor-Vorlauftemperatur über dem Netzvorlauftemperaturniveau von 85 °C im Winter bzw. 80 °C im Sommer liegt, wird die Solarenergie direkt in den Netzvorlauf eingespeist (Einspeisevariante 1). Bei durchschnittlicher Einstrahlungsleistung bzw. wenn die Kollektor-Vorlauftemperatur unter der Netz-Vorlauftemperatur aber über der Netz-Rücklauftemperatur (Sommer und Winter: 50 °C) liegt, kann solare Wärme zur Vorwärmung des Netzrücklaufes verwendet werden (Einspeisevariante 2). Bei geringer Einstrahlungsleistung bzw. wenn die Kollektor-Vorlauftemperatur unter der Netz-Rücklauftemperatur liegt, Niedertemperaturspeicher erwärmt, welcher die Wärmequelle der Rauchgas-Wärmepumpe darstellt (Einspeisevariante 3). In diesem System konnte ein spezifischer Solarertrag von 506 kWh/m<sup>2</sup>a bei einer gewichteten mittleren Kollektortemperatur von 42,88 °C erreicht werden.







Abbildung 64: Ansicht des Regionalwärme Ebenthal mit den aufgeständerten Kollektoren am Dach des Heizhauses (Quelle: QM-Baubericht, BC Regionalwärme Ebenthal

#### Energie Graz - Helios

Zur Stärkung der Wärmeversorgungssicherheit und zum Ausbau des erneuerbaren Energieanteils des Grazer Fernwärmenetzes hat die Energie Graz in Zusammenarbeit mit der Stadt Graz und der Holding Graz das Speicherprojekt HELIOS realisiert (Abbildung 65). Auf den Grundstücken der Altdeponie Köglerweg wurden 2017 ein 2.000 m² großes solarthermisches Kollektorfeld (geplanter Endausbau: 10.000 m²) in Kombination mit einem 2.500 m³ Fernwärmespeicher errichtet, der an das nahegelegene städtische Fernwärmenetz (Winter bis 120 °C/50 °C, Sommer 75 °C/60 °C) angebunden ist. Durch den Einsatz von Mitteltemperaturkollektoren und einer Drehzahlregelung im primären und sekundären Solarkreise konnte ein spezifischer Solarertrag von 577 kWh/m²a bei einer gewichteten mittleren Kollektortemperatur von 72,51 °C erreicht werden.



Abbildung 65: Ansicht des Speicherprojekts HELIOS der Energie Graz – Heizzentrale mit 2.500 m<sup>2</sup> Pufferspeicher, Kollektorfeld in erster Ausbaustufe (2.000 von 10.000 m<sup>2</sup>) (Quelle: Energie Graz)

#### **KW Simmering**

Die Wien Energie betreibt an mehreren Standorten Anlagen für die Fernwärmeerzeugung. Einer dieser Standorte ist der Hauptkraftwerksstandort Simmering im 11. Wiener Gemeindebezirk. Das 68 m hohe Kesselhausgebäude beherbergt die Fernwärmeerzeugungsblöcke Simmering 1 (seit 2008 in Betrieb) und Simmering 2 (Inbetriebnahme: 1978, Modifizierungen: 2009) sowie diverse Nebenanlagen für die beiden Kraftwerksblöcke. Unter anderem befindet sich dort eine Nachspeisestation, welche die im Fernwärmeprimärnetz auftretenden Wasserverluste permanent mit aufbereitetem Netzwasser (Deionat) nachspeist. Der Vorhaltebehälter für das Deionat befindet sich im

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien



Kamin des Kraftwerksblocks. Oberhalb des Vorhaltebehälters werden die Abgase in den Kamin geleitet. Dadurch hat das Deionat üblicherweise rund 20 °C, während der Rücklauf des Primärnetzes auf 65 °C betrieben wird. Die 656 m² große Solaranlage, welche 2018 auf dem Dach des Kesselhauses errichtet wurde (Abbildung 66), wird für die Vorwärmung des Deionats genutzt. Aufgrund der niedrigen solaren Rücklauftemperaturen von relativ konstant 20 °C und einer de facto unendlich großen Senke, konnte ein spezifischer Solarertrag von 715 kWh/m²a bei einer gewichteten mittleren Kollektortemperatur von 34,21 °C erreicht werden.



Abbildung 66: Solaranlage auf dem Dach des Kesselhausgebäudes in Wien Simmering (Quelle: GREENoneTEC)

# 7.4 Trocknungsanlagen bei landwirtschaftlichen Betrieben mit Luftkollektor-Anlagen

Betrachtet man den landwirtschaftlichen Sektor, so finden sich eine Reihe von Trocknungsanwendungen für Erntegut (Getreide, Heu, Kräuter, etc.) und Biomasse (Hackschnitzel, Scheitholz, etc.) und, aufgrund der langen Lagerzeiten der Produkte, auch bereits vorhandene Lagerhallen mit meist freien Dachflächen. In den letzten Jahren ist ein deutlicher Aufschwung von solaren Lufttrocknungsanlagen im Förderprogramm festzustellen. Seit 2013 wurden 13 Anlagen eingereicht, wobei die Anzahl jährlich zunahm (Abbildung 67).



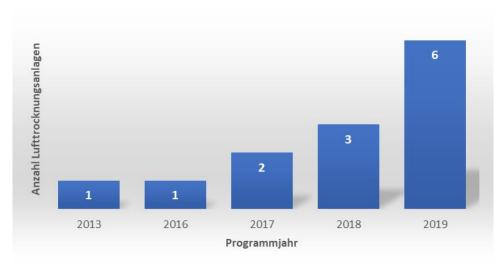


Abbildung 67: Jährliche Einreichung von solaren Trocknungsanlagen

Die Kollektorflächen der eingereichten Anlagen liegen zwischen 110 und 328 m² (Abbildung 68, orange). Die Anlage Wührer wurde ursprünglich 2013 mit 243 m² errichtet und 2017 um weitere 294 m² erweitert.

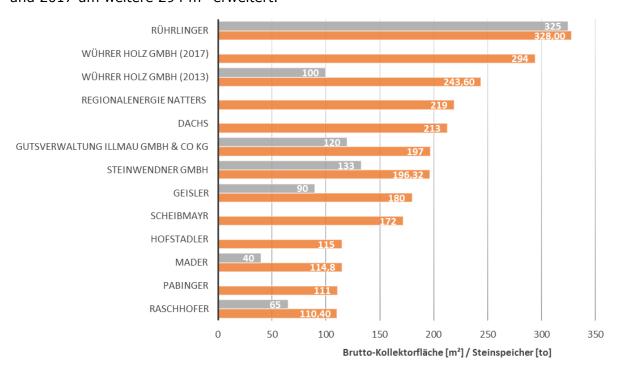


Abbildung 68: Kollektorfläche der eingereichten solaren Trocknungsanlagen (orange) sowie Größe der Steinspeicher in Tonnen (falls vorhanden, grau)

In allen eingereichten Anlagen kommt der Solar Keymark zertifizierte Luftkollektor CCS+ der Firma CONA zum Einsatz. Die rund 2 m² großen Kollektoren werden üblicherweise direkt ins Dach integriert (Abbildung 69 links) oder ersetzen die Dachhaut vollständig (Abbildung 69 rechts).







Abbildung 69: Dachintegration der Luftkollektoranlagen (Bildquellen: Bauherren)

Die Ansaugöffnungen befinden sich über die gesamte Länge der Außenränder der Kollektorfläche (blaue Pfeile). Die warme Luft wird in der Mitte der Kollektorfläche in einem Luftschacht zusammengeführt und von dort in die Mischkammer oder – falls vorhanden – in einen Steinspeicher geleitet.

Die verbauten Steinspeicher sind alle quaderförmig, aber die Abmessungen sind durchaus unterschiedlich. Im Gegensatz zu Wasserspeichern ist eine gute Temperaturschichtung nicht notwendig. Daher können die Speicher auch als liegende Quader ausgeführt werden. Gemeinsam haben die Steinspeicher, dass sie von oben nach unten beladen und von unten nach oben entladen werden.

Teilweise wird die bei Beladung austretende Luft zumindest teilweise in die Mischkammer eingebracht und so auch die Restwärme im Trocknungsprozess verwendet.

In der Mischkammer wird durch Beimischung von Frischluft die Trocknungsluft entsprechend den notwendigen Trocknungsbedingungen des unterschiedlichen Trocknungsguts konditioniert. Konstruktiv sind Mischkammern einfach große Räume bzw. Kammern. Die Bandbreite der Ansaugöffnungen für Frischluft reicht von kleinen Öffnungen mit Unterdruckklappe bis hin zu vollständigen Türöffnungen (Abbildung 70). In der Mischkammer kann auch eine Nachheizung über einen Luft-Wasser-Wärmetauscher eingebunden werden.





Abbildung 70: Mischkammern und Ansaugöffnungen (Bildquellen: AEE INTEC)

In den bisher eingereichten Anlagen kamen mehrheitlich horizontale Schlitzroste zum Einsatz, welche mit schwerem Gerät (Traktor, Schaufellader, etc.) für das Einbringen des Trocknungsgut befahren werden können. In einigen Fällen werden für Hackguttrocknung auch Schrägroste eingesetzt. Auf den horizontalen Schlitzrosten wird das Trocknungsgut entweder lose aufgebracht (Hackgut, Heu, etc.) oder als Bündel hingestellt (z.B. Heuballen). Für die Trocknung von Heu-Rundballen wird der Rost mit einer Plane abgedeckt. Die Plane hat runde Öffnungen, deren Durchmesser etwas kleiner als jener der Rundballen ist. Damit wird die Trocknungsluft gezielt durch die Rundballen geleitet und



gleichzeitig die Plane am Boden fixiert. Holzscheite oder leichtes Schüttgut wie Kräuter werden aufgrund der besseren Handhabbarkeit in Boxen getrocknet. Viele Anlagen haben mehrere Trocknungsräume, welche gleichzeitig, nacheinander oder kaskadiert betrieben werden können. Insbesondere die umkehrbare, kaskadierte Verschaltung von Trocknungsboxen ermöglicht einen sehr effizienten Befüllbetrieb: Die Abluft aus der einen Trocknungsbox wird für die Vortrocknung von frischem Trocknungsgut in der anderen Trocknungsbox verwendet. Die beiden Trocknungsboxen können alternierend für Vor- und Endtrocknung genutzt werden (Anlage Steinwendner).

#### <u>Messergebnisse</u>

Für jene Anlagen mit angeschlossener Monitoringphase sind in Abbildung 71 die aggregierten Ergebnisse dargestellt. Die Anlagen zeigen durchwegs sehr hohe spezifische Solarerträge zwischen 524 und 727 kWh/m²a. Die Anlagen Mader und Regionalenergie Natters waren zusätzlich in den Monaten November bis inkl. Februar vollständig außer Betrieb (zu geringe Einstrahlung oder kein Trocknungsgut vorhanden). Für die jüngeren Anlagen in der Begleitforschung wurde anhand der Messdaten auch das aus dem Trocknungsgut ausgetriebene Wasser (in Tonnen) bestimmt. Der Wert lag in beiden Fällen bei rund 100 Tonnen innerhalb der Monitoringperiode. Als weitere Kennzahl wurde der mittlere Stromverbrauch der Anlage pro Tonne ausgetriebenen Wasser bestimmt (grün). Dieser Wert lag zwischen 17 und 27 kWhel/to.

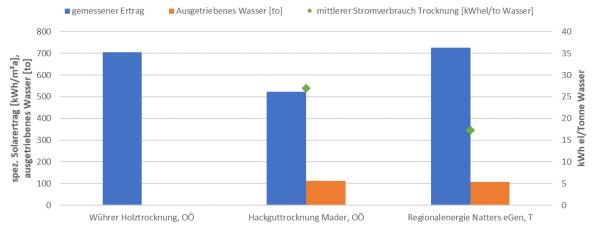


Abbildung 71: Messergebnisse von solaren Trocknungsanlagen mit Luftkollektoren: spezifischer Ertrag (blau), ausgetriebenes Wasser (orange), mittlerer Stromverbrauch pro Tonne ausgetriebenes Wasser (grün)

## 7.5 Neue Komponenten in solaren Wärmeversorgungssystemen

Im Verlauf der letzten Jahre konnten sich, unterstützt durch das gegenständliche Förderprogramm, einige System und Komponenten in solaren Wärmeversorgungssystemen etablieren. Hier sind jedenfalls die solare Bauteilaktivierung sowie die Wärmepumpenanlagen in Kombination mit Solarthermie und Erdspeichern zu nennen. Insbesondere in dem Themencluster "Wärmepumpe in Kombination mit Solarthermie" sind nun wieder Weiterentwicklungen feststellbar, welche wesentlich auf zwei neuen Technologien aufbauen: Eisspeichern und Hybridkollektoren (PVT).

### Wärmepumpensysteme mit Eisspeicher

Im Programmjahr 2016 wurde das erste Eisspeicherprojekt eingereicht. In den Programmjahren 2018 und 2019 folgten zwei weitere Projekte. Gemeinsam ist den Projekten ein – im Verhältnis zu Wasser-Pufferspeichern – großer Eisspeicher mit Volumina zwischen 500 und 1440 m³, welcher üblicherweise eingegraben wird (Abbildung 73, rechts). Die Wärmeentnahme aus bzw. der Wärmeeintrag in den Eisspeicher erfolgt über getrennte Systeme. Bei der Anlage "Audio Tuning Vertriebs GmbH" wurden noch zwei



Wärmetauscher verbaut. Die Wärmetauscher bestehen aus schneckenhausförmig verlegten Kunststoffrohren (Abbildung 73), wobei der Entzugswärmetauscher der innenliegende ist (Abbildung 72) und somit der Speicher von innen nach außen gefroren wird. Die Regeneration geschieht von außen nach innen. Bei den Eisspeicher-Anlagen ab dem Programmjahr 2018 wurde der interne Regenerationswärmetauscher durch einen externen Wärmetauscher ersetzt.

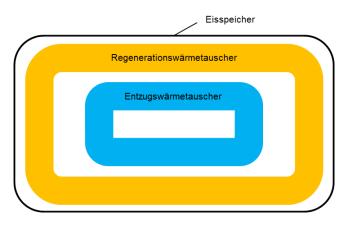


Abbildung 72: schematische Darstellung der Anordnung der Wärmetauscher im Eisspeicher (Quelle: Hersteller, eigene Darstellung)



Abbildung 73: Wärmetauscher im Eisspeicher bei Umsetzung der Anlage Audio Tuning Vertriebs GmbH (Quelle: Ökoplan Energiedienstleistungen GmbH)

Eine weitere Gemeinsamkeit stellen die Solarkollektoren dar, welche als unabgedeckte Absorbermatten-Bündel ausgeführt werden (Abbildung 74).





Abbildung 74: Kollektoranlage am Dach der Audio Tuning Vertriebs GmbH (Quelle: Ökoplan Energiedienstleistungen GmbH)

Die Solaranlage hat in diesen Systemen mehrere Funktionen, welche von den bisher gewohnten Anwendungen teilweise deutlich abweichen:

- 1) Die Solaranlage dient als direkte Quelle für die Wärmepumpen. Die Absorbermatte-Bündel stellen in diesem Fall eine Art Außenluft-Wärmetauscher dar, welche auch ohne solare Einstrahlung funktionieren. Es kann also unter Umständen Solarertrag ohne solare Einstrahlung generiert werden.
- 2) Die Solaranlage regeneriert den Eisspeicher. Dieser Modus soll vornehmlich von Juni bis September in den Nachtstunden (22 bis 6 Uhr) aktiv sein und erfolgt unabhängig vom Betrieb der Wärmepumpe.
- 3) Eisspeichersystemen steht grundsätzlich freie Kühlung direkt aus dem Eisspeicher sowie aktive Kühlung mit Hilfe der Wärmepumpen zur Verfügung. Die Abwärme bei aktiver Kühlung wird in erster Instanz für die Regeneration des Eisspeichers verwendet. Wenn dort kein Regenerationsbedarf mehr besteht, wird die Abwärme über die Solaranlage rückgekühlt.

Alle bisher eingereichten Eisspeichersysteme befinden sich in der Begleitforschung und ihre Eckdaten sind in Abbildung 75 dargestellt. Zwei Systeme befinden sich in der Monitoringperiode (Audio Tuning und IKEA), das dritte System wird gerade errichtet.



Abbildung 75: Eckdaten der Eisspeichersysteme in der Begleitforschung

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien



#### <u>Hybridkollektoren (PVT)</u>

Im gegenständlichen Förderprogramm wurden 2013 erstmals drei Anlagen mit Hybridkollektoren (PVT) eingereicht und eine davon auch in der Begleitforschung untersucht. Seitdem wurde es still um diese Technologie. Im Förderjahr 2019 erlebte die Technologie einen neuen Aufschwung: Es wurden insgesamt 8 solare Großanlagen mit PVT-Kollektoren eingereicht. Sieben dieser Anlagen sind Wärmepumpen-Erdspeicher-Systeme. Diese Systemkombination ist jedenfalls spannend, da die thermisch-elektrische Solaranlage einerseits für die Regeneration des Erdspeichers das passende Temperaturniveau erzeugt und andererseits auch den Strombedarf des Systems zumindest teilweise decken kann. Drei dieser Anlagen wurden für die Begleitforschung ausgewählt und befinden sich derzeit in Umsetzung.

Hinsichtlich Dimensionierung lassen sich aus den Auslegungsgrößen keinerlei Trends ablesen. Auffallend sind die, im Vergleich zu sonst üblichen Dimensionierungen von Erdspeichersystemen, sehr kleinen Kollektorflächen. Diese liegen zwischen 54 und 244 m² Brutto-Kollektorfläche. In Abbildung 76 sind zusätzlich zur Brutto-Kollektorfläche auch die die Größe des Erdspeichers und die beheizte Gebäudefläche aufgetragen.

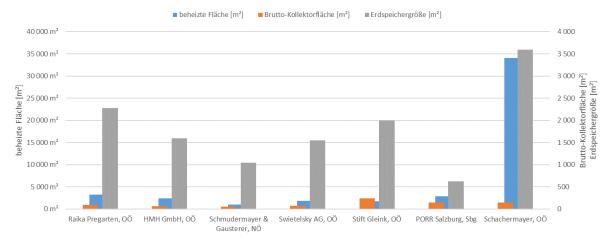


Abbildung 76: Dimensionierung der Anlagen mit Hybridkollektoren in Kombination mit Wärmepumpen und Erdspeichern

Eine weitere Anlage, welche im Förderjahr 2019 eingereicht wurde, kombiniert Hybridkollektoren mit Flachkollektoren. Der Ertrag aus der PVT-Anlage wird zunächst für die Vorwärmung in der Warmwasserbereitung genutzt. In diesem Modus können die beiden Solaranlagen parallel mit unterschiedlichen Senken arbeiten. Sollte das Temperaturniveau nicht ausreichen, werden die PVT-Kollektoren kaskadisch mit der klassischen Solaranlage verschalten und so das Temperaturniveau angehoben. Auch diese Anlage wurde für die Begleitforschung ausgewählt und befindet sich noch in Umsetzung.



## 8 Spezifische Investitionskosten einzelner Projekte

Neben technischen Fakten sind auch wirtschaftliche Fakten entscheidend für die Umsetzung von solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen. Auf Basis einer von der wissenschaftlichen Programmbegleitung bei den Förderwerbern durchgeführten Erhebung, konnten teilweise die Investitionskosten der für die einjährige Monitoringphase ausgewählten Projekte bestimmt werden. Die Investitionskosten setzen sich dabei zusammen aus den Kosten für das Kollektorfeld, die Verrohrung, den Energiespeicher, Regelungstechnik (anteilsmäßig) sowie die Kosten für Installation und Inbetriebnahme. Bei Projekten mit Erdspeicher bzw. Bauteilaktivierung war es teilweise nur bedingt möglich, Kostenangaben für diese Elemente zu erhalten bzw. diese zu verifizieren.

Die so generierten Investitionskosten (verfügbar für 65 Projekte) sind in Abbildung 77 in spezifischer Form über der Bruttokollektorfläche aufgetragen. Wie deutlich zu erkennen ist, weisen die typischen Systemkosten eine hohe Bandbreite auf und liegen im Bereich zwischen 280 €/m² und 2.100 €/m². Der Großteil der Systemkosten (38 Anlagen) liegt zwischen 500 €/m² und 1.000 €/m². Deutlich wird auch die große Streuung der Systempreise insbesondere bei kleineren Anlagen (zwischen 100 und 500 m²). Die Ursachen dafür liegen einerseits in der aktuell noch geringen Standardisierung der Systemlösungen (eine Vielzahl unterschiedlicher, mehr oder weniger komplexer Systemkonzepte) sowie andererseits in der geringen Spezialisierung der Akteure (Anlagen zwischen 100 und 300 m² werden häufig noch vom klassischen Installateur verkauft und montiert). Bei Anlagen größer 500 m² ist ein gewisser Skaleneffekt erkennbar, sprich umso größer die Anlagen, umso geringer die spezifischen Systempreise. Im Vergleich mit Systempreisen aus dänischen Großsolaranlagen (durchwegs um € 200,- bis € 250 je m² Bruttokollektorfläche bei Anlagengrößen zwischen 5.000 und 70.000 m² Kollektorfläche) wird aber noch erhebliches Reduktionspotenzial ersichtlich.

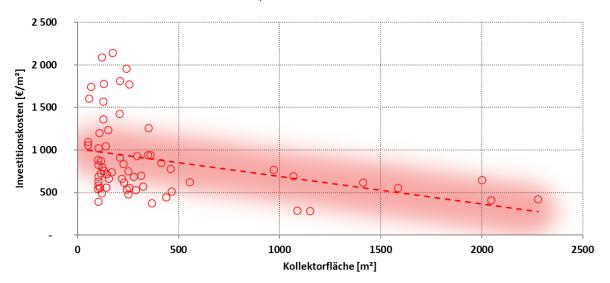


Abbildung 77: Spezifische Systemkosten in EUR/m² Bruttokollektorfläche (65 verfügbare Datensätze); Die rote Linie stellt die lineare Trendkurve dar.

Die Förderung solarthermischer Großanlagen durch die öffentliche Hand ist bleibt nach wie vor essentiell wichtig, um konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten zu erzielen. Aktuell erfolgt die Förderung über Prozentanteile der Investitionskosten, was eine vergleichsweise einfache Administration der Förderung ermöglicht, aber nicht unmittelbar zur Kostenreduktion motiviert. Dies kann auch anhand der verfügbaren Daten gezeigt werden. In Abbildung 78 wurden die vorhandenen Datensätze in Anlagen aus den Förderjahren 2010 bis 2013 (rot) bzw. in Anlagen ab dem Förderjahr 2014 (blau) unterteilt. Die beiden



linearen Trendkurven sind beinahe deckungsgleich. Es hat also bisher keine Kostenreduktion stattgefunden.

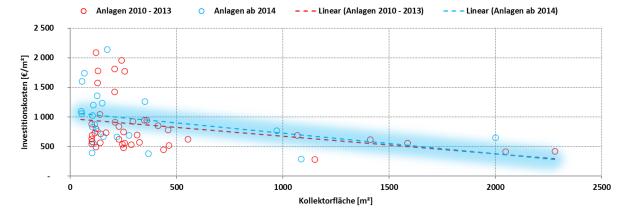


Abbildung 78: Spezifische Systemkosten in EUR/m² Bruttokollektorfläche (65 verfügbare Datensätze) unterteilt in Anlagen mit Einreichungsjahren von 2010 bis 2013 sowie in Anlagen ab Einreichungsjahr 2014; Die rote und blaue Linie stellen die lineare Trendkurven dar

In Abbildung 78 sind umgesetzte Anlagen aus den Förderjahren bis einschließlich 2017 dargestellt. Im diesem Betrachtungszeitraum lag die Inflation im Bereich akzeptabler Erfassungsungenauigkeiten. Insbesondere ab dem Jahr 2020 wird ein wesentlicher Einfluss der Indexanpassung zu erwarten sein, da sich zwischen Jänner 2020 und März 2023 der Verbraucherindex 2015 um 19,4% veränderte<sup>2</sup>.

Zukünftig wären Überlegungen zielführend, wie auch das Fördermodell hier belohnend für besonders kosteneffiziente Anlagen hoher Qualität wirken könnte. So könnten wichtige Beiträge zur konsequenten Reduktion der Systemkosten nachhaltig geleistet werden.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> https://www.statistik.at/Indexrechner/Controller



## 9 Literaturverzeichnis

#### Fink et al., 2019:

Christian Fink, Waldemar Wagner: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

#### Fink et al., 2015:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2010"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

#### Fink et al., 2016:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

#### Fink et al., 2019a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Jakob Binder, Walter Becke, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

#### Fink et al., 2019b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Walter Becke, Veronika Hierzer, Waldemar Wagner, Reinhard Pertschy, Bernd Windholz, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

### Fink et al., 2022:

Christian Fink, Samuel Knabl, Jakob Binder, Veronika Hierzer, Marnoch Hamilton-Jones, Walter Becke, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2022

### Fink et al., 2018a:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Michael Reisenbichler, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: 3. Zwischenbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2015"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2018

#### Fink et al., 2018b:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Jakob Binder, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: 2. Zwischenbericht zum Projekt



"Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2016"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2018

### Fink et al., 2020a:

Christian Fink, Walter Becke, Jakob Binder, Reinhard Pertschy: 2. Zwischenbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2017"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2020

### Fink et al., 2020b:

Christian Fink, Walter Becke, Marnoch Hamilton-Jones, Reinhard Pertschy: 1. Zwischenbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2018"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2020