Aggregierte Ergebnisse zum Projekt

WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITFORSCHUNG ZUM FÖRDERPROGRAMM „SOLARTHERMIE – SOLARE GROßANLAGEN“ 2010-2015

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Samuel Knabl
Waldemar Wagner
Roman Stelzer

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Bernd Windholz
Franz Helminger

Austrian Institute of Technology (AIT)

Gleisdorf, im Oktober 2016

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 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: c.fink@aee.at
www.aee-intec.at

Projektpartner:

Austrian Institute of Technology (AIT)
A-1220 Wien, Donau-City-Straße 1
www.ait.ac.at

Austria Solar Innovation Center (ASiC)
A-4600 Wels, Roseggerstraße 12
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 sechs zwischen 2010 und 2016 ausgeschriebenen Förderprogramme wurden insgesamt 282 Beratungsgespräche mit kumulierten 110.405 m Solarkollektorfläche durchgeführt. Von den fünf möglichen thematischen Bereichen (1. „Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben", 2. „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen", 3. „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben", 4. „Solarunterstützte Klimatisierung" sowie 5. „Neue Technologien und innovative Ansätze") wurden die Themengebiete 2 (102 Beratungsgespräche) und 3 (104 Beratungsgespräche) dabei am häufigsten beraten.

Von den insgesamt 282 Projekten wurden 82 Projekte für die einjährige Monitoringphase ausgewählt, wobei diese zum Zeitpunkt der Berichtslegung bei 37 Projekten bereits abgeschlossen und bei 13 weiteren Projekten gestartet 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.). Dementsprechend wurde in Anlehnung an die fünf Themengebiete ein weitgehend standardisiertes Monitoringkonzept entwickelt und für jedes der über ein Messjahr zu begleitenden Projekte umgesetzt. Die Analyse und Beurteilung der gesamten Wärmeversorgungssysteme erfolgte anhand von Energiebilanzen, Temperaturprofilen sowie dem Einsatz von Kennzahlen und Benchmarks.

Die 37 solarunterstützten Wärmeversorgungssysteme mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase zeigten im Betrachtungszeitraum eine hohe Funktionalität. Das bedeutet, dass die Anlagen zuverlässig und stabil auf vertretbarem Ertragsniveau arbeiten. In Abhängigkeit von Dimensionierung, Anwendungstemperaturniveau, verwendeter Technologie sowie der projektspezifischen Funktionalität liegt die Bandbreite der spezifischen Jahressolarerträge bei 200 kWh/m $_{Apertur}$a (Projekte mit eher höheren solaren Deckungsgraden) und 550 kWh/m $_{Apertur}$a (Projekte mit eher tiefem Arbeitstemperaturniveau wie z.B. Kombinationen mit Wärmepumpen oder Einbindungen in konsequente Niedertemperatursysteme). Im Durchschnitt aller 37 Projekte liegt der spezifische Ertrag bei 368 kWh/m $_{Apertur}$a, was grundsätzlich ein zufriedenstellendes Ergebnis darstellt. Die berechneten solaren Deckungsgrade zeigen mit Werten zwischen 97% (Raumheizung und Warmwasserbereitung für ein Unternehmensgebäude") und 2% (Einspeisung in ein kommunales Wärmenetz) eine enorme Bandbreite. Daraus können die sehr unterschiedlichen Dimensionierungsansätze in den verschiedenen Themengebieten sowie auch in den einzelnen Projekten abgeleitet werden. Die durchschnittliche solare Deckung des Gesamtwärmebedarfs betrug bei den 37 Projekten rund 21%.

Auch der Vergleich zwischen gemessenem und prognostiziertem Ertrag brachte überwiegend gute Übereinstimmung. Auffallend waren hierbei jedoch erhebliche Abweichungen zwischen prognostizierten und gemessenen Wärmeverbräuchen (Unterschreitungen von bis zu 80% bzw. Überschreitungen von mehr als 100%), die in relevanter Größe bei rund 50% der Anlagen festgestellt werden konnten. Dieser Aspekt

weist auf vorhandenes Verbesserungspotenzial in Bezug auf die aktuell vorherrschende Planungssicherheit hin.

In den ersten drei Monaten der einjährigen Monitoringphase erfolgte für jedes Projekt eine detaillierte Analyse des Betriebsverhaltens basierend auf den Messergebnissen. Obwohl die Funktionalität der Anlagen als durchaus zufriedenstellend eingestuft werden konnte, zeigte sich in dieser Phase deutlich, dass viele Anlagen noch Potenzial besitzen, ein höheres Ertragsniveau zu erreichen. Im Zuge der einjährigen Monitoringphase wurden 147 mehr oder weniger schwerwiegende Optimierungsmöglichkeiten detektiert und an die Förderwerber (Eigentümer, Anlagenbetreiber, Investor, etc.) kommuniziert. Diese Optimierungsvorschläge betrafen nicht annähernd nur das Solarsystem (insgesamt 64), sondern in 83 Fällen Abschnitte des gesamten Wärmeversorgungssystems. In Zusammenarbeit mit den betroffenen Förderungswerbern und deren Partner (Betreiber, Errichter, Regelungsunternehmen, Installateur, Planer, etc.) gelang es von den 147 detektieren Optimierungsmöglichkeiten zumindest 68 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 von Wärmeversorgungssystemen geschaffen werden.

Im Zuge der vielfältigen Aktivitäten der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms konnten eine Vielzahl von Erkenntnissen generiert und die Umsetzung zahlreicher Innovationen begleitet werden. Zu den drei wesentlichen Highlights zählen hierzu nachfolgende Entwicklungen:

- Die Kombination von Wärmepumpen mit Solarthermie spielt im Programm „Solare Großanlagen" eine wichtige Rolle. Die wissenschaftliche Begleitung wurde bereits bei zehn Projekten dieser Kategorie abgeschlossen, weitere 14 Projekte befinden sich in Umsetzung. Bei den zehn Projekten mit abgeschlossener wissenschaftlicher Begleitung können neun Projekte der Kategorie „Komplexe Konzepte" (Kombinationen aus seriellen, parallelen und/oder regenerativen Anwendungen) und ein Projekt der Kategorie „Parallele Konzepte" (Solarthermie und Wärmepumpe liefern parallel und ohne Kopplung Wärme an den Verbraucher) zugeordnet werden. Ergebnisse daraus zeigen, dass die Wärmepumpentechnologie grundsätzlich gut zur Kombination mit Solarthermie geeignet ist, um Raumwärme auf Niedertemperaturniveau und Wärme zur Warmwasserbereitung zur Verfügung zu stellen. Die dabei erzielten Ergebnisse (spezifische Solarerträge, SPF, umweltrelevante Emissionsvermeidung) sind vielversprechend.
- Das Konzept der solarthermischen Bauteilaktivierung zielt ab auf die aktive thermische Nutzung von quasi sowieso verfügbaren Gebäudemassen als Wärmespeicher bzw. Wärmeabgabesystem und daraus resultierend die Erreichung geringerer Kosten. Bisher wurde in zwei Projekten mit thermisch aktivierten Fundamentplatten und Decken die einjährige Monitoringphase mit beachtlichen Ergebnissen (solare Deckungsgrade von 52% bzw. 97%) abgeschlossen. Das bisher größte Projekt (1.411 m Bruttokollektorfläche und 2.560 m Bauteilmasse) zur Beheizung einer Fertigungshalle steht kurz vor dem Abschluss der wissenschaftlichen Begleitung und lässt einen solaren Jahresdeckungsgrad für die Beheizung von über 90% erwarten. Weitere 12 Projekte mit konsequenter Bauteilaktivierung und prognostizierten solaren Deckungsgraden zwischen 55 und 100% werden zum Zeitpunkt der Berichtlegung vom Team der Begleitforschung bearbeitet.
- Insbesondere die Einspeisung solarer Wärme in Fernwärmenetze sowie in industrielle Prozesse erfordert häufig sogenannte Mitteltemperaturkollektoren, die im

Temperatursegment zwischen 70 und 120°C eine höhere Effizienz aufweisen als herkömmliche Flachkollektoren. Im Zuge der wissenschaftlichen Begleitung werden hier sowohl Projekte mit Vakuumröhrenkollektoren (vier) als auch mit zweifach abgedeckten Kollektoren (sieben) untersucht. Insbesondere im Segment der zweifach abgedeckten Kollektoren konnten dabei zahlreiche Produktneuentwicklungen festgestellt werden, die im Zuge der wissenschaftlichen Begleitung auch sehr gute Betriebsergebnisse mit sich brachten. Eine Anlage davon speist mit 2.490 m Bruttokollektorfläche, bestehend aus fünf verschiedenen, zweifach abgedeckten Kollektorprodukten, ins Grazer Fernwärmenetz. Trotz des grundsätzlich hohen Betriebstemperaturniveaus städtischer Fernwärme konnte in dieser Anlage ein beachtlicher Ertrag von 489 kWh/m $_{Apertur}$a erreicht werden.

Der Großteil der dokumentierten spezifischen Systemkosten liegt zwischen 500 €/m und 1.000 €/m . Deutlich wird auch die große Streuung der Systempreise insbesondere bei kleineren Anlagen (zwischen 100 und 500 m). Bei Anlagen größer 500 m 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 m Bruttokollektorfläche bei Anlagengrößen zwischen 5.000 und 70.000 m Kollektorfläche) wird aber noch erhebliches Reduktionspotenzial ersichtlich.

Die Förderung solarthermischer Großanlagen durch die öffentliche Hand ist aktuell essentiell wichtig um konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten zu erzielen. Zukünftige Überlegungen in der Ausgestaltung des Fördermodells sollten aber auch berücksichtigen, wie Anreize zur nachhaltigen Reduktion der Systemkosten bzw. der Wärmegestehungskosten gegeben werden können.

Die Erkenntnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms erfreuen sich nationalen und internationalen Interesses, was 43 einschlägige Veröffentlichungen (Konferenzen, Fachveranstaltungen und Publikationen) durch das Projektteam demonstrieren. Darüber hinaus sind im Zuge der Projektbearbeitung bisher neun akademische Arbeiten (Masterarbeiten), betreut durch das Team der wissenschaftlichen Begleitung, verfasst worden.

Inhalt

1 EINLEITUNG 7

2 ÜBERBLICK ÜBER DIE BERATENEN PROJEKTE MIT SOLARTHERMISCHER GROßANLAGE 8

3 ÜBERBLICK ZUR WISSENSCHAFTLICHEN BEGLEITUNG UND ERSTE ERGEBNISSE AUF EBENE DER EINREICHKATEGORIEN 11

3.1 Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden 12

3.2 Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen 16

3.3 Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben 20

3.4 Solarunterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasserbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf 23

3.5 Neue Technologien und innovative Ansätze („aus der Forschung in den Markt“) 25

4 KENNZAHLEN IM ANLAGENVERGLEICH 29

4.1 Gemessene Wärmeverbräuche der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten 30

4.2 Gemessene Solarerträge der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten 31

4.3 Gemessene solare Deckungsgrade der Anlagen im Vergleich mit den Prognosewerten 33

5 AUSGEWÄHLTE STATISTISCHE DARSTELLUNGEN 35

5.1 Bandbreite der eingesetzten Kollektortypen 35

5.2 Durchschnittliche Kollektormitteltemperaturen 36

5.3 Betriebsarten der Solarsysteme 37

5.4 Regelungsstrategien für den Betrieb des Solarkreises 38

5.5 Bandbreite des spezifischen Speichervolumens 39

6 DETEKTIERTES OPTIMIERUNGSPOTENTIAL 42

7 INNOVATIONEN UND HIGHLIGHTS 46

8 SPEZIFISCHE INVESTITIONSKOSTEN EINZELNER PROJEKTE 63

9 LITERATURVERZEICHNIS 65

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 sechs erfolgreichen Ausschreibungen Förderzusagen an rund 280 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 2016 wurden so 282 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 gesamten Wärmeversorgungssystem (andere Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien, 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 auch wichtige Informationen für die Ausgestaltung von österreichischen Förderprogrammen (z.B. das gegenständliche Investitionsförderprogramm) und 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 sechs 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 fünf Jahresberichten (Fink et al., 2015 bzw. Fink et al., 2016a bis Fink et al., 2016d) 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 2016 insgesamt 282 Beratungsgespräche zu Solarprojekten mit insgesamt 110.405 m Kollektorfläche durchgeführt. Eingereicht wurden die Solarprojekte mit gewerblicher Nutzung in den fünf nachfolgend dargestellten Einreichkategorien. Zu erwähnen bleibt, dass Kategorie 5 „Neue Technologien und innovative Ansätze" 2013 erstmals ausgeschrieben wurde. 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 m) auf 50 m und die obere Grenze (für Kategorie 1 bis 4 gilt eine maximale Bruttokollektorfläche von 2.000 m) auf 500 m reduziert wurde.

Um auch Solaranlagen größer 2.000 m Bruttokollektorfläche durch die Förderung einen Marktimpuls zu geben, wurde erstmals in der Förderausschreibung 2016 die obere Grenze auf 10.000 m 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
5) Neue Technologien und innovative Ansätze („aus der Forschung in den Markt")

Abbildung 1 zeigt hierzu die Verteilung der Projekte nach der eingereichten Bruttokollektorfläche als auch nach den fünf Anwendungskategorien (farbige Kennzeichnung). Die größte Anzahl an Beratungsgesprächen entfiel mit 104 auf die Kategorie „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsbetrieben", gefolgt von 102 Projekten in der Kategorie „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen". Im Themenschwerpunkt „Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben" wurden 32 und in der Kategorie „Solarunterstützte Klimatisierung" 24 Beratungsgespräche durchgeführt. In dem 2013 neu im Förderprogramm aufgenommenen Themenbereich „Neue Technologien und innovative Ansätze" erfolgten 20 Beratungsgespräche.

Abbildung 1 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 m Bruttokollektorfläche angehobenen Förderobergrenze ein Projekt mit 5.000 m und ein Projekt mit 7.020 m eingereicht.

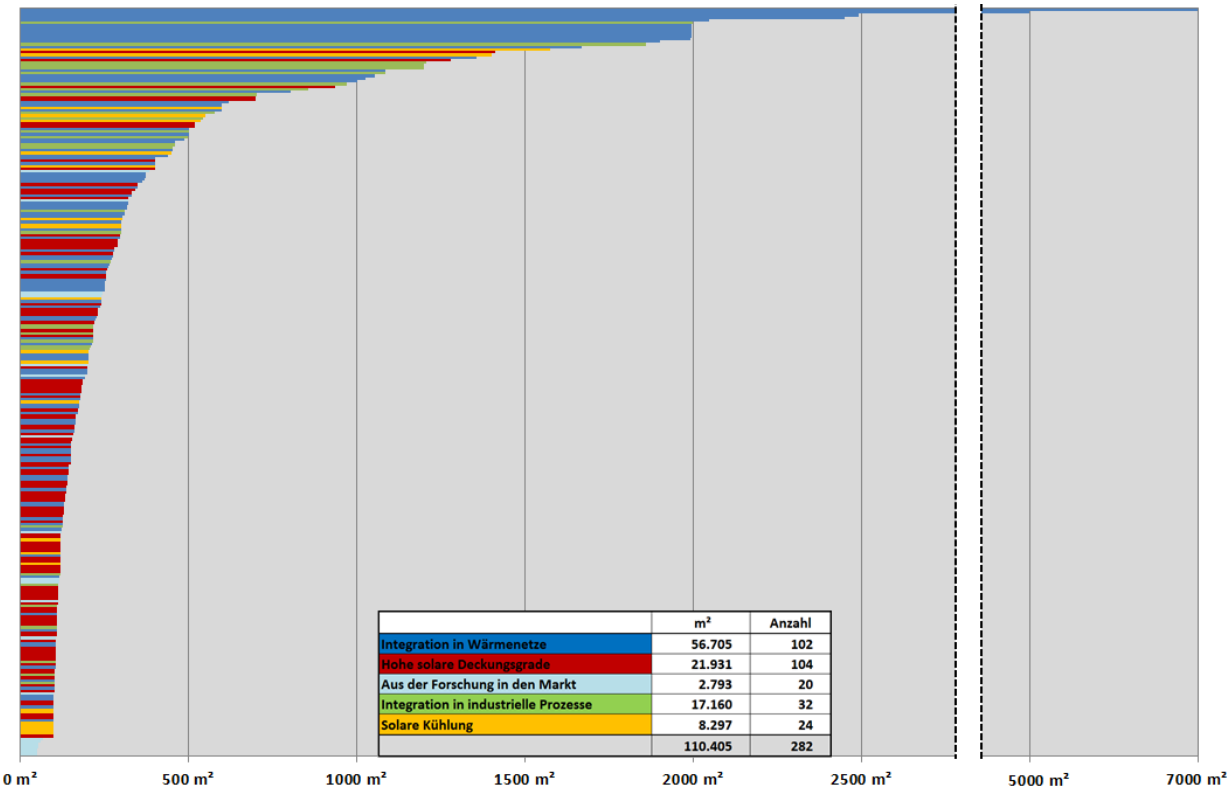


Abbildung 1: Darstellung der 282 beratenen Solarprojekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und der Anwendungszuordnung (farbige Kennzeichnung).

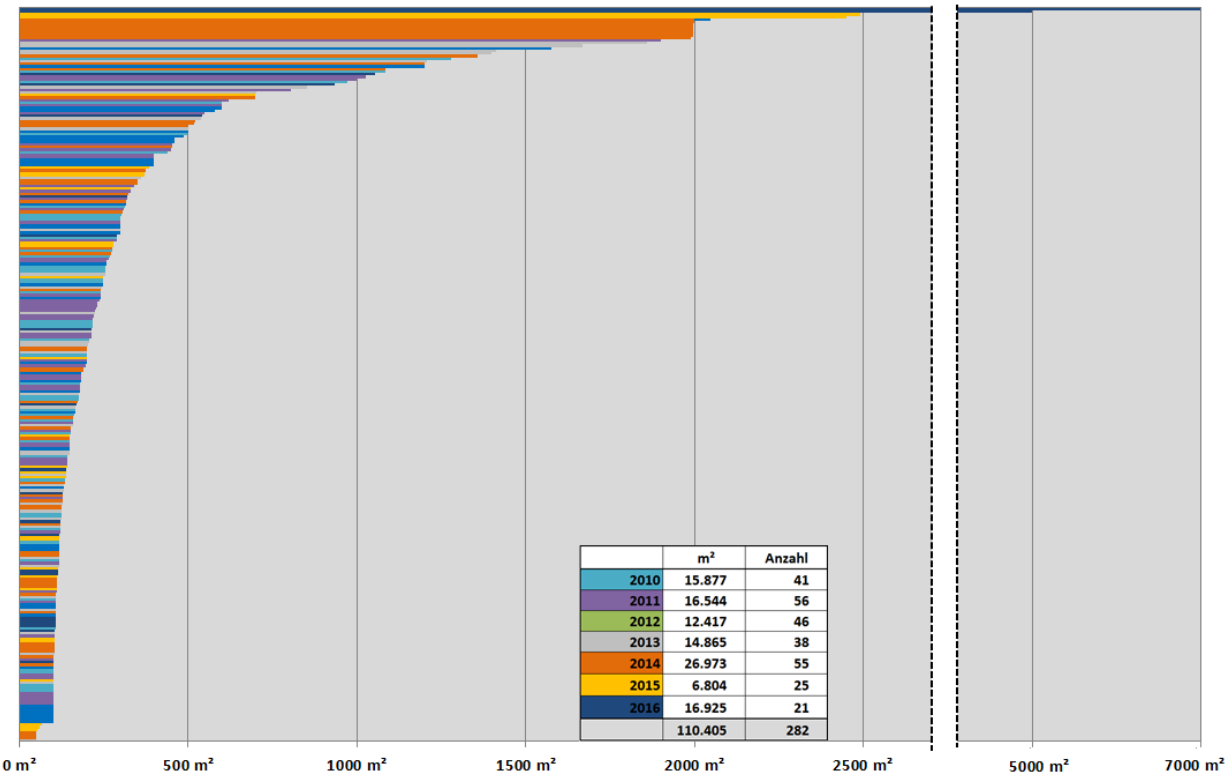


Abbildung 2: Darstellung der 282 beratenen Solarprojekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und nach Einreichungsjahr (2010 bis 2016- farbige Kennzeichnung).

Eine Kategorisierung der Anlagengrößen in Abbildung 3 macht deutlich, dass rund 80 % der beratenen Anlagen Bruttokollektorflächen kleiner als 500 m aufweisen. Insgesamt sind von den 282 beratenen Solarprojekten 118 zwischen 50 und 150 m Bruttokollektor-

fläche groß. Bei 84 Projekten wurden Kollektorflächen zwischen 151 und 300 m und bei 34 Projekten Kollektorflächen zwischen 301 und 500 m beraten. Bei weiteren 19 Projekten sind die Kollektorflächen zwischen 501 und 1.000 m groß und bei 22 Projekten zwischen 1.001 m und 2.000 m . Fünf Projekte weisen Bruttokollektorflächen über 2.001 m auf.

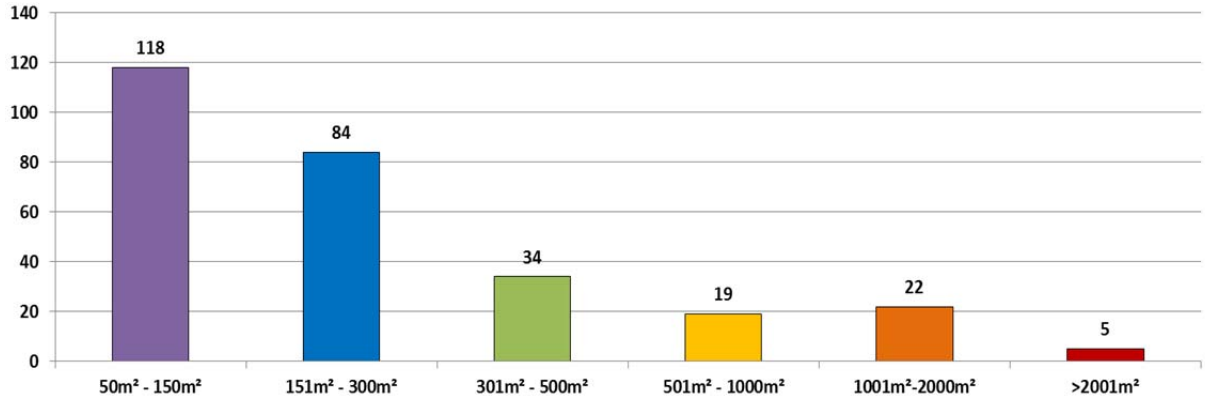


Abbildung 3: Kategorisierung der 282 beratenen Solarprojekte nach der Bruttokollektorfläche aus Einreichungsjahren 2010 bis 2016.

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 erstellen Monitoringleitfaden (Fink, et. al, 2010) entnommen werden.

Von den insgesamt 282 beratenen Projekten wurden schlussendlich 82 Projekte für die wissenschaftliche Programmbegleitung ausgewählt, wobei zum Zeitpunkt der Berichtslegung für das Förderprogramm 2016 noch keine Jurierung und Auswahl der Projekte für die wissenschaftliche Begleitung stattgefunden hat. Eine Darstellung dieser 82 Projekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich (farbige Kennzeichnung) erfolgt in Abbildung 4. 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" wurden elf, aus der Kategorie „Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben" wurden sieben und aus dem Themenschwerpunkt „Solare Klimatisierung" wurden fünf Projekte für die wissenschaftliche Programmbegleitung ausgewählt. Deutlich wird, dass die größten Anlagen auf den Themenschwerpunkt „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen" entfallen.

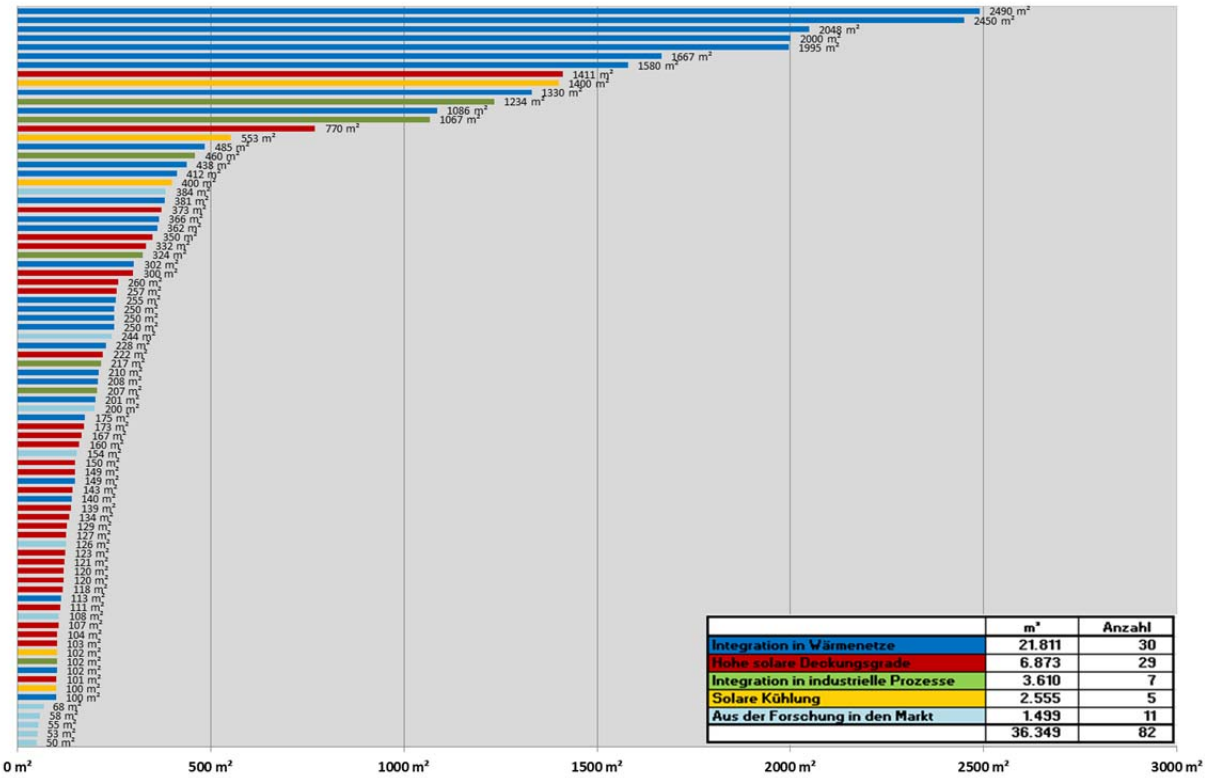


Abbildung 4: Darstellung der 82 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich (farbige Kennzeichnung).

Eine Kategorisierung der Anlagengrößen in Abbildung 5 zeigt, dass von den insgesamt 82 begleiteten Projekten 53 zwischen 50 und 300 m Bruttokollektorfläche groß sind.

Vierzehn Projekte weisen Kollektorflächen zwischen 301 und 500 m , zwei Projekte Kollektorflächen zwischen 501 und 1.000 m sowie weitere 10 Projekte Kollektorflächen zwischen 1.001 und 2.000 m auf. Bei drei Anlagen sind die Kollektorflächen größer als 2.001 m .

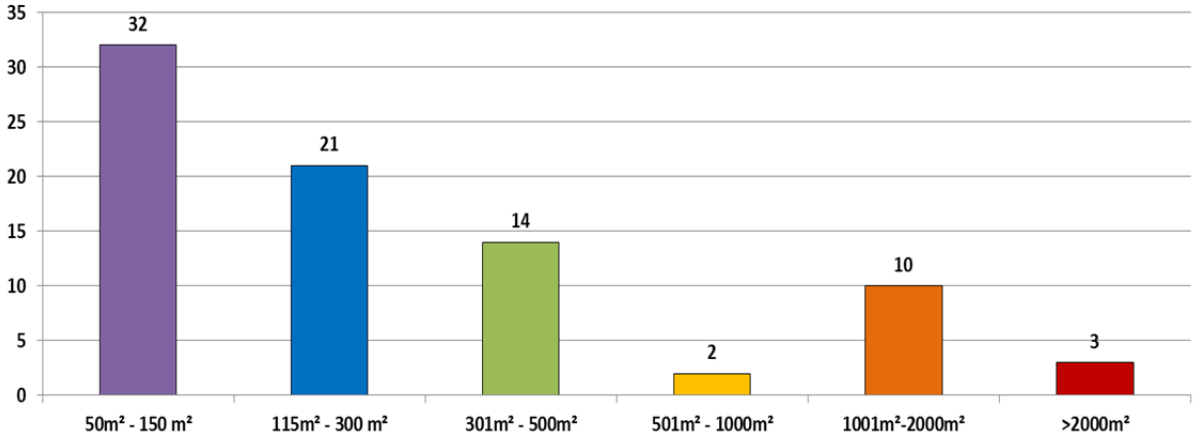


Abbildung 5: Größenkategorisierung der 82 für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte

Obwohl bereits durch die Programmdefinition fünf 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 Gebäude mit hohen solaren Deckungsgraden in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden

Von den 29 in der wissenschaftlichen Begleitung befindlichen Projekte aus der Kategorie „Hohe solare Deckungsgrade (über 20% des Gesamtwärmebedarfs) in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden" wurde bei 14 Projekten die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen, bei fünf weiteren Projekten hat das Monitoring bereits begonnen und zehn Projekte befinden sich in der Detailplanungs- bzw. Umsetzungsphase. Die einzelnen Projekte sind hinsichtlich der zugrundeliegenden System- und Speichertechnik als auch hinsichtlich der angestrebten solaren Deckungsgrade sehr unterschiedlich. Wie in Abbildung 6 dargestellt, können diese grundsätzlich in 3 Sub-Kategorien unterschieden werden.

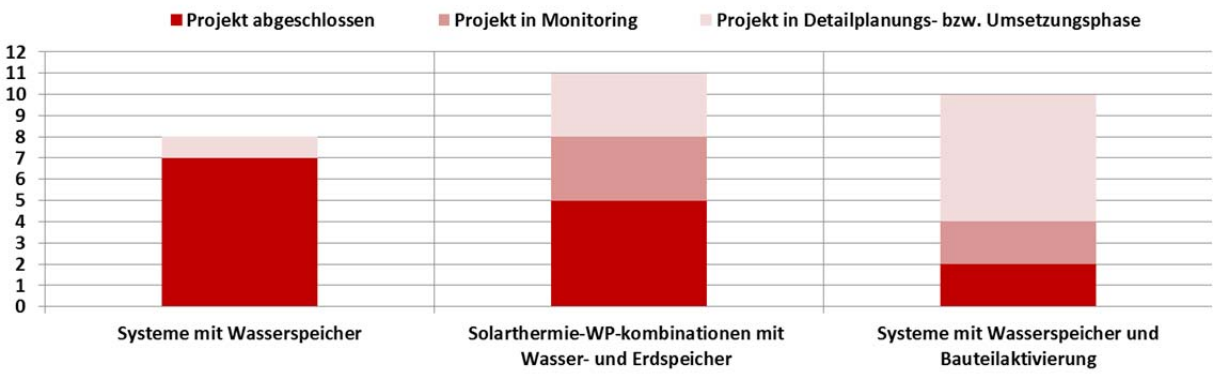


Abbildung 6: Übersicht, Kategorisierung und Status der Anlagen aus dem Themenbereich " Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden"

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 7 zeigt hier beispielsweise das durchschnittliche spezifische Speichervolumen für die jeweilige Sub-Kategorie. Hier sind sowohl die bei jeder Anlage installierten spezifischen Wasserspeichervolumen (in l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$) 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 Temperatur-differenz bei Wasserspeichern (30°C auf 95°C) das „warme" Wasseräquivalent bestimmt. Somit können näherungsweise unterschiedliche Speichermaterialien unmittelbar in ihrer Kapazität miteinander verglichen werden.

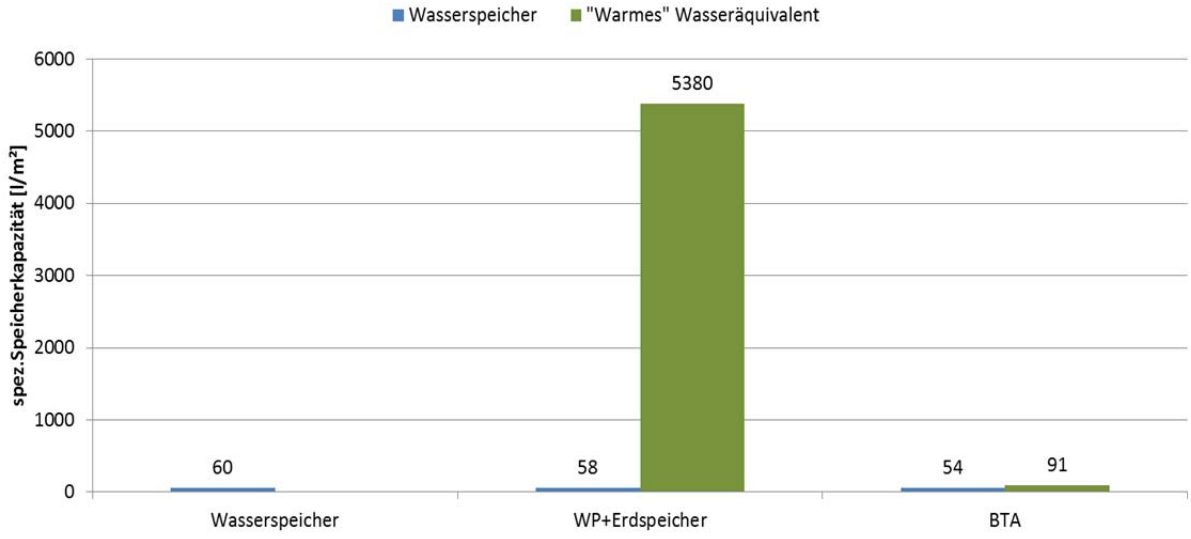


Abbildung 7: Durchschnittliche spezifische Speichervolumina für die unterschiedlichen Speicheransätze in den drei Sub-Kategorien. (verfügbare Daten für 8 Projekte mit alleinigem Wasserspeicher, 9 Projekte mit zusätzlichem Erdspeicher und 8 Projekte mit zusätzlicher Bauteilaktivierung)

Diesen Ergebnissen nach ist die Dimensionierung der Wasserspeicher in allen drei Sub-Kategorien mit spezifischen Speichervolumenzwischen 54 und 60 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ sehr ähnlich. Die durchschnittliche spezifische Speicherkapazität durch die Betonkern-aktivierung liegt auf Basis Wasseräquivalent bei 91 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ und bedeutet gemeinsam mit dem Wasserspeichervolumen 145 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ nutzbares Speichervolumen für die Solarthermieanlage. Die durchschnittliche spezifische

Speicherkapazität durch die Erdspeicher liegt auf Basis Wasseräquivalent bei 5.380 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$. 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.

3.1.1 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%.

Bisher wurde für sieben Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Ein weiteres befindet sich aktuell in der Monitoring- bzw. Umsetzungsphase (siehe Abbildung 6). 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 m Bruttokollektorfläche und 5 m Wasserspeicher in Abbildung 8 (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 60 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ eher geringe spezifische Speichervolumen. Daraus resultieren eher längere Stagnationszeiten in den Sommermonaten. Die Bandbreite reicht hier von 40 bis 105 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$.

3.1.2 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 fünf Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Jeweils drei weitere Anlagen befinden sich aktuell in der Monitoringphase bzw. in der Umsetzungsphase (siehe Abbildung 6). Die messtechnisch bestimmten solaren Jahresdeckungsgrade liegen bei den vier 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 vier Projekte zwischen 25 und 57%. 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 3,5 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 bereits Konzepte mit getrennten Erdspeicherabschnitten umgesetzt, der Beginn der Monitoringphase steht in diesen Projekten aber noch bevor. 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, der 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 22 bis 50°C (über alle fünf Anlagen durchschnittlich 32°C) und im Jänner von 1,5 bis 8°C (über alle fünf Anlagen durchschnittlich 4°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 m Bruttokollektorfläche, 3 m Wasserspeicher und 2.700 m Erdspeicher (unter dem Gebäude) in Abbildung 8 (b) dargestellt. Der spezifische Jahresertrag des Solarsystems betrug im Messjahr 695 kWh/m $_{Apertur}$a, wobei mit 628 kWh/m $_{Apertur}$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.

3.1.3 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 Konzeptansätzen grundsätzlich problemlos erreicht.

Bisher wurde für zwei Projekte die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen. Zwei weitere Projekte befinden sich aktuell in der Monitoringphase, sechs Projekte befinden sich in Umsetzung (siehe Abbildung 6). Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt „ETG Sonnenhaus" in Rankweil, Vorarlberg, ein neu errichtetes Betriebsgebäude mit Büro-, Ausstellungs-, Lager-, und Hallenräumlichkeiten in Abbildung 8 (c) dargestellt. 121 m Bruttokollektorfläche in Verbindung mit einem 8 m Wasserspeicher und einer Bauteilaktivierung der Fundamentplatte ermöglichten im Jahr der wissenschaftlichen Begleitung einen solaren Deckungsgrad für Warmwasser und Raumheizung von beachtlichen 97%. Aufgrund der bewussten Auslegung des Solarsystems auf einen hohen solaren Deckungsgrad und des in diesem Projekt sehr geringen Warmwasserbedarfs liegt der spezifische Solarertrag bei 213 kWh/m $_{Apertur}$a.

Abbildung 8: (a) Sternenhotel Wolfurt, Vbg.(167m , 5m Wasser; SD: 15%, SE: 356 kWh/m a). (b) Trotec Büro- und Fertigungsareal, OÖ (160m , 3m Wasser; 2.700m Erdspeicher, SD: 6,3% (ohne indirekte Solarerträge in den Erdspeicher), SE: 695 kWh/m a). (c) ETG Sonnenhaus, Vbg. (121m , 8m Wasser; Bodenplatte, SD: 97%, SE: 213kWh/m a); alle Bildquellen: AIT

Aufgrund der Zielsetzung hohe solare Jahresdeckungsgrade zu erreichen, werden die Kollektorflächen in dieser Sub-Kategorie auf den Raumheizungsbedarf ausgelegt, was, sofern keine Wärmeauskopplung an Nachbargebäude erfolgt, Stagnationszeiten im Sommer und eher geringere spezifische Solarerträge mit sich bringt. Werden die Bauteilmassen (Fundamentplatte, Decken, etc.) konsequent aktiviert, kann von einem Wärmespeicher 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, sprich auf Radiatoren oder weitere Fußbodenheizungen kann überwiegend verzichtet werden. Damit eine hohe thermische Behaglichkeit im Gebäude erreicht werden kann, muss die 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.

3.2 Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen

In diesem Themenbereich wurden 30 Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bereits bei 16 Projekten abgeschlossen wurde. Bei fünf weiteren Projekten hat das Monitoring begonnen, 9 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 9, reduziert.

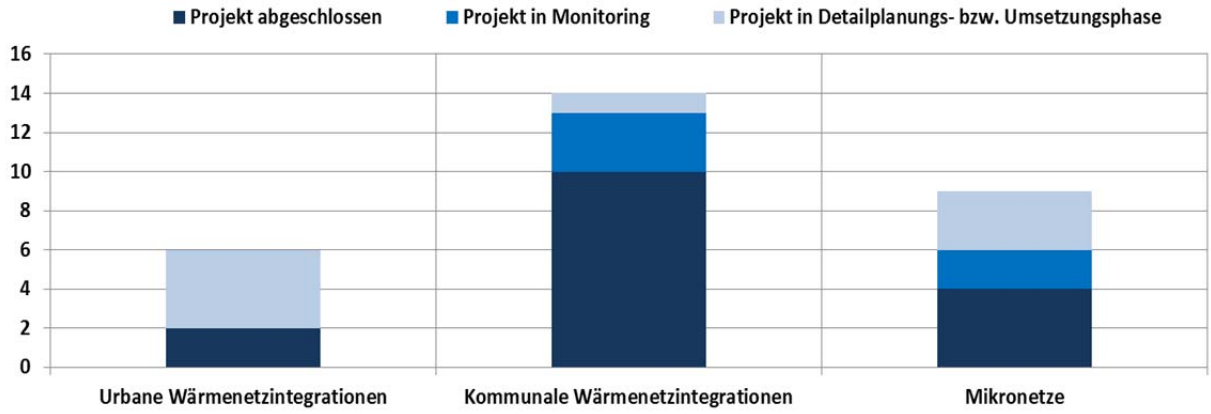


Abbildung 9: Übersicht, Kategorisierung und Status der Anlagen aus dem Themenbereich "Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen"

Unabhängig von den Sub-Kategorien bilden die Netztemperaturen in Bezug auf den erreichbaren spezifischen Solarertrag eine sensitive Größe, wie deutlich aus Abbildung 10 erkennbar ist. Für 13 der 16 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase waren für eine kombinierte Darstellung des spezifischen Solarertrags und der Netztemperaturen entsprechende Messdaten vorhanden. Bei drei Projekten konnten die Netztemperaturen seitens der wissenschaftlichen Begleitung nicht erfasst werden, da sie außerhalb der Messsystemgrenzen lagen. Für die Anlagen mit verfügbaren Netztemperatursensoren sind die 5 Minuten Messwerte für Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes als Jahresdurchschnittswert dargestellt und in Relation mit dem spezifischen Solarertrag gestellt worden. Die tiefsten mittleren Netztemperaturen (Mittel aus Vor- und Rücklauf) betrugen 45°C und stammen aus dem Niedertemperaturnetz des „Krankenhaus Elisabethinen“ und die höchsten stammen mit 75°C aus dem Projekt „Nahwärme Schillerstraße, Gleisdorf“. Deutlich ist, wie man auch erwarten durfte, ein Zusammenhang des erreichten spezifischen Solarertrags mit den auftretenden Netztemperaturen zu erkennen, wobei natürlich auch andere anlagenspezifische Aspekte erheblichen Einfluss haben (z.B. die Höhe des solaren Deckungsgrades, Kollektortyp, Speichergröße, Anlagenhydraulik und Regelung, ggf. Wärmepumpenkopplungen, etc.).

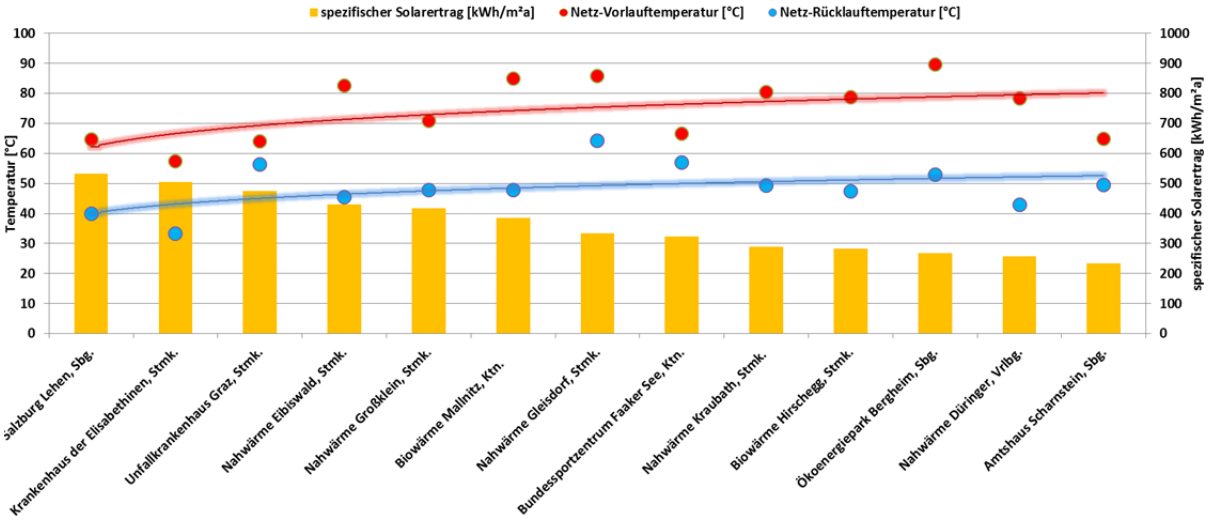


Abbildung 10: Durchschnittliche Vorlauf- und Rücklauftemperaturen über ein Monitoringjahr im Zusammenhang mit dem spezifischen Jahressolarertrag von 13 Projekten der Kategorie „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen“ (verfügbare Daten für 13 Projekte).

3.2.1 Urbane Wärmenetzintegration

Konkret entfallen auf diese Sub-Kategorie Anlagen, die im städtischen Umfeld in Fernwärmenetze einspeisen, wobei es sich dabei um solare Einspeisungen ins Fernwärmenetz ohne Zwischenspeicherung der Solarwärme als auch um Einspeisung mit Zwischenspeicherung (beides sowohl in Primär- oder Sekundärnetzen) handeln kann. 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 wurden für zwei Projekt die einjährige wissenschaftliche Begleitung in dieser Sub-Kategorie abgeschlossen (Salzburg Lehen und Fernheizwerk II, Graz). Vier städtische Netzintegrationen befinden sich noch in der Planungs- und Umsetzungsphase (siehe Abbildung 9). Alleine in dieser Subkategorie sind große systemtechnische als auch dimensionierungsspezifische Unterschiede möglich. Aktuell haben noch zu wenige Anlagen die Monitoringphase durchlaufen, um über Vergleichsmöglichkeiten zu verfügen.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt „Salzburg Lehen", ein neu errichteter Stadtteil in Salzburg mit Einspeisung von Solarwärme (2.048 m Bruttofläche) in einen 200 m Wärmespeicher (ausgelegt als Wochenspeicher) und in weiterer Folge in ein eigens errichtetes Niedertemperaturnetz (65/40), in Abbildung 11 (a) dargestellt. Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad liegt bei 25% für Warmwasser und Raumheizung. Speziell ist bei diesem Projekt auch eine speichergekoppelte Wärmepumpe, die Solarerträge geringer Temperatur als Wärmequelle nutzt und somit erheblich Anteil an dem vergleichsweise hohen spezifischen Solarertrag von 533 kWh/m $_{Apertur}$a hat. Gleichzeitig vergrößert das erzielte tiefe Temperaturniveau im unteren Teil des Pufferspeichers das nutzbare Speichervolumen. Die Jahresarbeitszahl der speichergekoppelten Wärmepumpe betrug im Betrachtungszeitraum 4,6. Die Betriebserfahrungen mit der Anlage sind positiv, das Konzept hat sich bewährt.

Im Vergleich dazu ist das Konzept des zweiten Projektes mit abgeschlossener Montoringphase, das Projekt „Fernheizwerk II Graz" gänzlich unterschiedlich, da es sich hierbei um eine Teilanlage (2.490 m von 7.490 m Bruttokollektorfläche) mit einer direkten Netzeinspeisung (Vorlaufeinspeisung) ins Grazer Fernwärmenetz handelt. Der spezifische Solarertrag der Teilanlage liegt bei 489 kWh/m $_{Apertur}$a, was angesichts von Netzvorlauftemperaturen von 80 bis 120°C bzw. Netzrücklauftemperaturen von 50 bis 70°C ein gutes Ergebnis darstellt. Der solare Deckungsgrad der Teilanlage am gesamten Fernwärmeaufkommen der Stadt Graz konnte messtechnisch nicht bestimmt werden, weshalb er näherungsweise über die Jahresbilanz der Fernwärme Graz ermittelt wurde. Die Teilanlage mit 2.490 m Bruttokollektorfläche liegt bei einem solaren Jahresdeckungsgrad von rund 0,1% bzw. liegt die Gesamtanlage am Standort mit 7.490 m bei rund 0,3%.

3.2.2 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 14 kommunale Wärmenetzintegrationen untersucht, wobei bei zehn die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Drei Projekte befinden sich aktuell in der Monitoringphase, ein Projekt ist in der

Umsetzungs- bzw. Detailplanungsphase (siehe Abbildung 9). 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 abgedeckt werden, wobei der Beitrag aus den 438 m Bruttokollektorfläche (385 kWh/m $_{Apertur}$a) rund 5% am Somerdeckungsanteil ausmachte. Die erreichten solaren Jahresdeckungsgrade der zehn 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 257 kWh/m $_{Apertur}$a bis 431 kWh/m $_{Apertur}$a. 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. 65/48 °C), wobei es auch Verteilnetze gibt, die auf einem sehr hohen Temperaturniveau (z.B. 85/65°C) betrieben werden.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Nahwärme Großklein in Abbildung 11(b) dargestellt. Eine Solaranlage mit insgesamt 485 m Bruttokollektorfläche versorgt dabei ein kommunales Wärmenetz mit einer Gesamtwärmeabnahme von 2,1 GWh/a. Die Solaranlage übernimmt knapp 8% des jährlichen Wärmebedarfs und harmoniert dabei mit einem 600 kW Biomassekessel und 2 Ölkesseln (2x200 kW). Bei diesem Projekt ist es auch gelungen, zwei dezentrale Kollektorflächen zu installieren (50 und 85 m), die beide primär ein Ärztezentrum versorgen und Überschüsse in das Nahwärmenetz einspeisen. Das durchschnittliche Netztemperaturniveau lag dabei bei 65/48°C, was die Basis für einen gemessenen spezifischen Jahresertrag von 418 kWh/m $_{Apertur}$a der Flachkollektoranlage bildete.

Gemeinsam haben diese kommunalen Wärmenetzintegrationen, dass sie üblicherweise Kollektorflächen zwischen 100 und 500 m aufweisen (mit der Ausnahme der Nahwärme Eibiswald, die 2.450 m Bruttokollektorfläche installierte), immer über einen Pufferspeicher verfügen und sehr ähnliche, teilweise bereits standardisierte Anlagenschemata aufweisen. Beim Projekt Nahwärme Großklein (485 m Bruttokollektorfläche) als auch beim Projekt Nahwärme Scharnstein (228 m Bruttokollektorfläche) konnten dezentrale, solare Netzeinspeisungen umgesetzt werden.

3.2.3 Mikronetze

Wärmeverteilnetze werden Mikronetze genannt, wenn zumindest zwei 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 Begleitforschung werden 9 solarunterstützte Mikronetze untersucht, wobei bei vieren die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Zwei Projekte durchlaufen im Moment die Monitoringphase und drei Projekte befinden sich aktuell in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase (siehe Abbildung 9). Bei den vier Projekten mit bereits abgeschlossener Monitoringphase handelt es sich bei drei um solarthermische Integrationen in Wärmeversorgungsanlagen von Krankenhäusern, bei der vierten Anlage

um die Einbindung in die Wärmeversorgung eines Tourismusbetriebes (Bundessportzentrum Faak). Die erreichten solaren Jahresdeckungsgrade der 4 Projekte liegen zwischen 4% und 49%. Die jährlichen gemessenen spezifischen Solarerträge bewegen sich dabei in einem Band von 324 kWh/m $_{Apertur}$a bis 504 kWh/m $_{Apertur}$a. Die zwei Projekte mit aktuell laufender Monitoringphase versorgen einmal eine Wohnanlage (381 m Bruttokollektorfläche für fünf Gebäude mit 105 Wohneinheiten) und einmal einen Industrie- und Gewerbepark (255 m Bruttokollektorfläche).

Als beispielhaftes Projekt in dieser Sub-Kategorie wird die Anlage am Krankenhaus der Elisabethinen in Graz dargestellt (siehe Abbildung 11, (c)). Die Solaranlage mit einer Fläche von 362 m 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/m $_{Apertur}$a.

Abbildung 11: (a) Salzburg Lehen (2.048 m , Einspeisung in ein Niedertemperaturnetz, SD: 25%, SE: 533 kWh/m a). (b) Nahwärme Großklein, Stmk. (485m , 55m Wasserspeicher SD: 8%, SE: 418 kWh/m a). (c) Krankenhaus der Elisabethinen, Graz (362 m , 20m Wasserspeicher SD: 49%, SE: 504 kWh/m a); alle Bildquellen: AEE INTEC

Die Kollektorflächen der wissenschaftlich begleiteten Projekte in der Sub-Kategorie Mikronetze liegen bisher zwischen 100 und 400 m 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.

3.3 Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben

In diesem Themenbereich wurden sieben Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bereits bei vier Projekten abgeschlossen wurde. Bei einem weiteren Projekt ist das Monitoring im Gange, zwei 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 vier 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 wurde versucht, diese auf zwei grundsätzliche Subkategorien aufzuteilen. Wie in Abbildung 12 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.

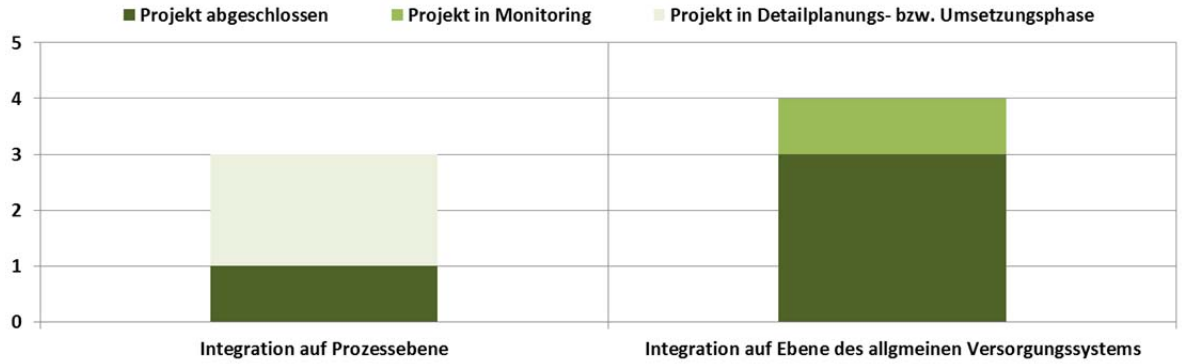


Abbildung 12: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Integration in industrielle Prozesse" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

3.3.1 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 drei 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 12 zu entnehmen ist, befindet sich ein Projekte 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 13 sind hierzu die spezifischen Solarerträge, die solaren Deckungsgrade und die Versorgungstemperaturen der drei Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Betreffend die Versorgungstemperaturen kann gesagt werden, dass alle drei Projekte entweder zwei allgemeine Versorgungskreisläufe auf unterschiedlichen Temperaturniveaus versorgen (Beschlägefabrik Julius Blum) oder zusätzlich zum allgemeinen Versorgunskreislauf direkt einen Prozess auf einem tieferen Temperaturniveau bedienen (Holztrocknung Reich: Hackguttrocknung; Fleischwaren Berger: Warmwasser für Reinigung). Auch hier ist ein deutlicher Zusammenhang zwischen spezifischem Solarertrag und Versorgungstemperaturniveau erkennbar.

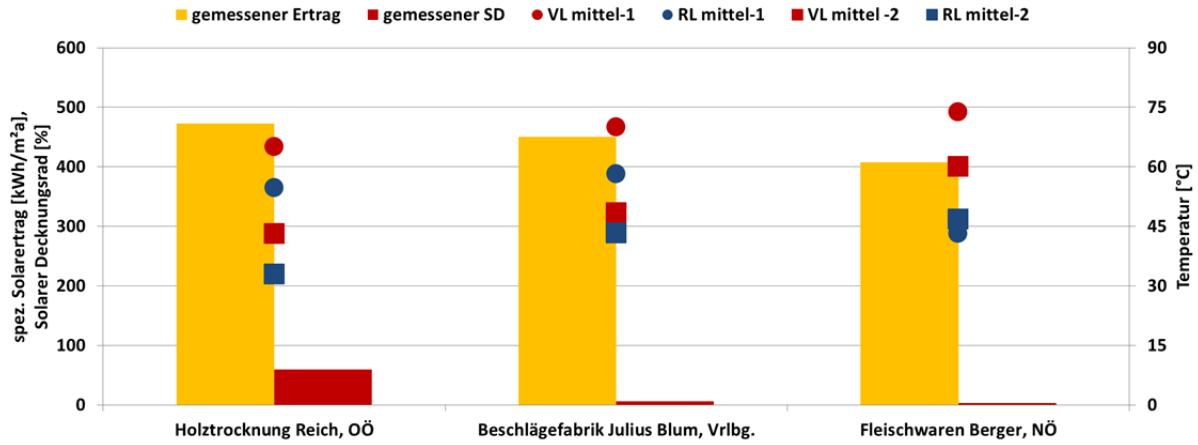


Abbildung 13: Durchschnittliche Versorgungsnetztemperaturen über ein Monitoringjahr im Zusammenhang mit dem spezifischen Jahressolarertrag von drei Projekten der Kategorie „Solare Prozesswärme – Integration auf Ebene der allgemeinen Wärmeversorgung des Produktionsbetriebs (verfügbare Daten für drei Projekte).

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt „Beschlägefabrik Blum" dargestellt (siehe Abbildung 14(a)). Eine Bruttokollektorfläche von 460 m wurde am Bestandsdach in Form von Vakuumröhrenkollektoren montiert. Mittels Wärmeträger Wasser (kein Glykol, aber spezielle Frostschutzschaltung) werden 2x8 m Pufferspeichervolumen erwärmt, aus welchem die Verbraucher (zwei Reinigungsbecken, die einer Pulverbeschichtungsanlage für Metallbeschläge vorgeschalten sind; der Raumheizung als auch der Warmwasserbereitung) versorgt werden. Das erforderliche Temperaturniveau beträgt dabei für den Hochtemperaturverteiler 80°C (Reinigungsbecken) und für den Niedertemperaturverteiler 60°C (Raumheizung und Warmwasserbereitung). Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad am Gesamtwärmebedarf liegt bei 6%, der spezifische Solarertrag bei 442 kWh/m $_{Apertur}$a.

3.3.2 Integration auf der Ebene des jeweiligen Produktionsprozesses

Vom Team der Begleitforschung werden 3 Projekte mit Solarwärmeeinspeisung auf der Ebene von spezifischen Prozessen (Tierfutterpelletierung, Trocknung in landwirtschaftlichen Bereichen) untersucht, wobei bei einem die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen wurde. Zwei weitere Projekte befinden sich aktuell in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase (siehe Abbildung 12).

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist das Projekt Fixkraft Kraftfutter in Abbildung 14 (b) dargestellt. Eine freiflächenmontierte Solaranlage mit insgesamt 324 m Bruttokollektorfläche speist dabei in einen 6 m großen Pufferspeicher, der bereits speziell aufbereitetes Prozessmedium beinhaltet. Aus diesem erfolgt die Versorgung der Dampfgenerierung, da für den Prozess der Pelletierung von Tierfutter Dampf benötigt wird. Die Solaranlage wird hier zur Vorwärmung des Prozessmediums (ein Großteil des Mediums/Kesselspeisewasser bleibt im Produkt und muss kontinuierlich nachgespeist werden) verwendet. Zentral wichtig war bei diesem Projekt, dass auch Abwärme (Rauchgas und Brüdendampf) im Gesamtsystem effizient genutzt wird. Der spezifische Solarertrag lag im Messjahr für dieses Projekt bei 343 kWh/m $_{Apertur}$a. Der solare Deckungsgrad konnte aus konzeptspezifischen Gründen nicht bestimmt werden.

Abbildung 14: (a) Beschlägefabrik Blum, Vlbg.(460m , 16 m Wasserspeicher, SD: 6%, SE: 442 kWh/m a). (b) Fixkraft Kraftfutter, OÖ (324 m , 6m Wasserspeicher, SE: 343 kWh/m a); Bildquellen: Ritter XL Solar (Blum), AEE INTEC (Fixkraft)

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

Bisher wurden in diesem generell nicht so stark nachgefragten Themenbereich fünf Projekte für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählt, wobei diese bereits bei drei Projekten abgeschlossen wurde. Zwei weitere Projekte befinden 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 15). Die Art und Weise der Wärmeeinspeisung für Raumheizung und Warmwasserbereitung wird dabei nicht unterschieden.

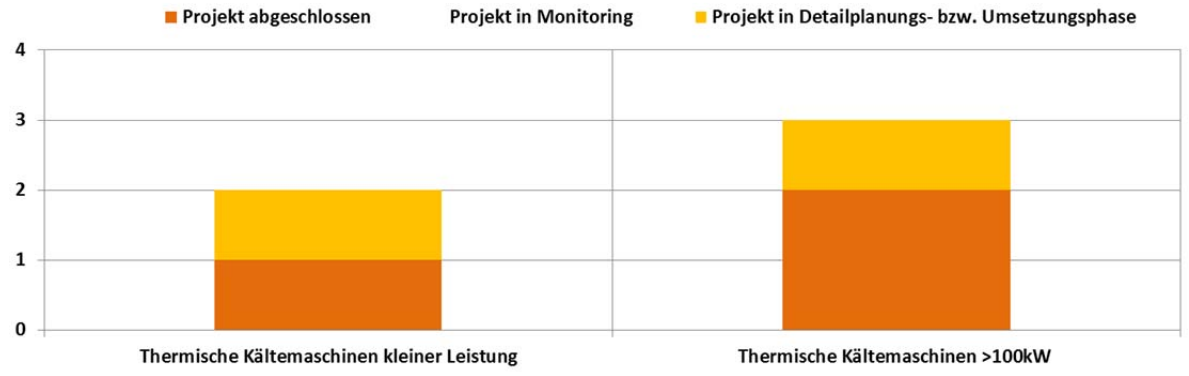


Abbildung 15: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Solares Kühlen" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

3.4.1 Solarwärme in Verbindung mit thermischen Kältemaschinen mit Leistungen 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. Wie Abbildung 15 zu entnehmen ist, befindet sich ein Projekt dieser Sub-Kategorie noch in der Detailplanungsphase. 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 16(b)). Eine Bruttokollektorfläche von 100 m wurde am Bestandsdach in Form von aufgeständerten, 2-fach abgedeckten Flachkollektoren montiert. Diese speisen in einen 20 m 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/m $_{Apertur}$a. Hinsichtlich der energetischen Bewertung der thermischen Kältegenerierung wurde im einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel ein $SPF_{elektrisch}$ von 3,5 sowie ein $SPF_{thermisch}$ 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.

3.4.2 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 15 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 thermischer und elektrischer Jahresarbeitszahl der Kältemaschine.

Beispielhaft für Anlagen aus dieser Kategorie ist nachfolgend das Projekt „Pumpenfabrik Kral" dargestellt (siehe Abbildung 16(a)). Eine Bruttokollektorfläche von 553 m 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 m 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/m $_{Apertur}$a. Hinsichtlich der energetischen Bewertung der thermischen Kältegenerierung wurde im einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel ein $SPF_{elektrisch}$ von 4,5 sowie ein $SPF_{thermisch}$

von 0,6 erreicht. Insgesamt zeigte die Anlage ein sehr zufriedenstellendes Betriebsverhalten.

Abbildung 16: (a) Pumpenfabrik Kral, Vbg. (553 m , 15m , SD: 72%, SE: 487 kWh/m a $SPF_{el.}$: 4,5; $SPF_{th.}$: 0,6). (b) Obstsaftproduktion Krispel (100 m , 20m Wasserspeicher, SD: 30%, SE: 374 kWh/m a $SPF_{el.}$: 3,5; $SPF_{th.}$: 0,4); alle Bildquellen: AEE INTEC

3.5 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 m , 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 sechsten Programmjahres entfielen elf der 82 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 eine Luftkollektoranwendung, einen gebäudeintegrierten, unabgedeckten Solarmetallabsorber bis hin zu einem Projekt mit solarthermischen Antrieb eines KWK´s. Eine thematisch klare Zuordnung und Kategorisierung ist aus diesem Grund schwierig. Für die weitere Bearbeitung wurden drei übergeordnete Kategorien („Solare Bauteilaktivierung", „Alternative Kollektortechnologien" und „Spezifische Anwendungen") definiert, wobei sechs Projekte auf die „Solare Bauteilaktivierung", vier Projekte auf „Alternative Kollektortechnologien" und ein Projekt auf „Spezifische Anwendungen" entfallen (Abbildung 17).

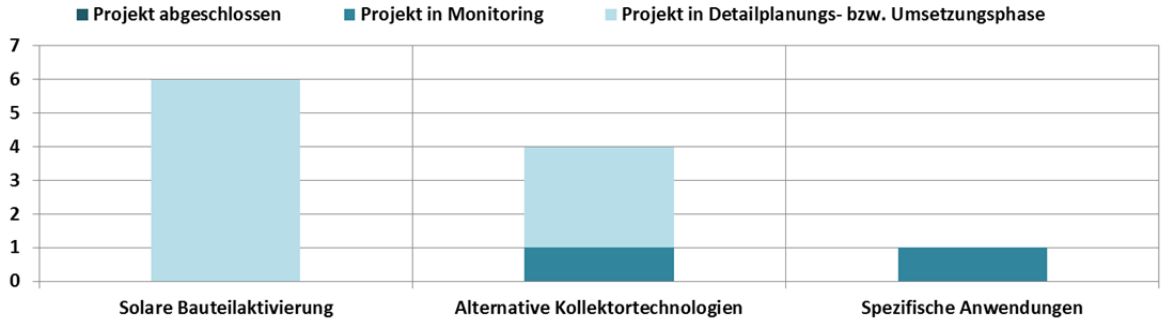


Abbildung 17: Übersicht und Kategorisierung der Anlagen aus dem Themenbereich "Neue Technologien und innovative Ansätze" in Unterkategorien und nach Projektstatus.

3.5.1 Solare Bauteilaktivierung

Alle sechs Projekte dieser Kategorie befinden sich aktuell in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase. Nachfolgend werden die Projekte hinsichtlich der sehr vielfältigen Anwendungskonzepte und hinsichtlich Anlageneckdaten kurz vorgestellt. Am weitesten fortgeschritten hinsichtlich Start der einjährigen Monitoringphase ist das Projekt „Sportvereinsgebäude Ansfelden, OÖ.", das beispielhaft für diese Sub-Kategorie in Abbildung 18 dargestellt ist.

Abbildung 18: Links: Ansicht des Sportvereinsgebäude Ansfelden mit bereits montiertem thermischem Kollektor als auch der montierten PV-Anlage. Rechts: Dieses Bild zeigt die bereits verlegten Rohrleitungen zur Aktivierung der Fundamentplatte noch vor dem Einbringen des Betons. Der Start der einjährigen Monitoringphase steht zum Zeitpunkt der Berichtslegung unmittelbar bevor. Bildquellen: Harald Kuster

○ Sportvereinsgebäude Ansfelden, OÖ.:
Im Projekt „Sportvereinsgebäude Ansfelden, OÖ." wird die Wärmeversorgung des Vereinshauses mit einer Bruttogeschoßfläche von 450 m (inkl. Mannschaftskabinen) über eine 51 m große Kollektorfläche (Brutto) in Verbindung mit 90 m aktiviertem Bauteilvolumen (Fundamentplatte und Decken) unterstützt. Gleichzeitig wurde auch eine PV-Anlage errichtet.

○ Albi-Kanzlei Grödig, Sbg.:
Das Projekt „Albi-Kanzlei Grödig" unterliegt einer kombinierten Nutzung als Bürobau mit Wohnmöglichkeit für Geschäftspartner bzw. Mitarbeiter auf rund 600m Brutto-geschoßfläche. 55 m Bruttokollektorfläche unterstützen in Verbindung mit 90 m aktiviertem Volumen in Fundamentplatte und Decken die Wärmeversorgung.

○ Aichinger Hoch- und Tiefbau GmbH, Sbg.:
Beim Vorhaben „Aichinger Hoch- und Tiefbau" handelt es sich um eine Erweiterung eines bestehenden Baumarktes um einen Verkaufsraum mit rund 450 m Bruttogeschoßfläche. Die Erweiterung soll mit 108 m Bruttokollektorfläche in Kombination mit Bauteil-aktivierung (rund 64 m Beton in der Fundamentplatte) größtenteils solar beheizt werden. Eine Kopplung zur Bestandsheizung ist angedacht.

○ Gärtnerei Bach, W.:
Das Projekt „Gärtnerei Bach" umfasst die Errichtung eines Gewächshauses und einer Arbeitshalle mit rund 2.000 m Bruttogeschoßfläche. Die Beheizung soll über eine 126 m (Brutto) große Kollektorfläche in Verbindung mit der Aktivierung der Fundamentplatte (134 m) und einer Massivwand zwischen Gewächshaus und Arbeitshalle (65 m) erfolgen. Der Restbedarf wird über die Bestandsheizung abgedeckt.

○ Röm.-Kath. Pfarre St. Martin, xy.:
Die solarthermische Beheizung in Verbindung mit der Aktivierung von Bauteilen ist integraler Bestandteil im Projekt der Neuerrichtung einer Veranstaltungsräumlichkeit für die „Pfarre St. Martin". Die Eckdaten des Systems, das größtenteils solarthermisch versorgt werden soll, sind ein 54 m (Brutto) umfassendes, fassadenintegriertes Kollektorfeld in Verbindung mit rund 70 m Bauteilspeicher (Beton).

○ SST Solar, Vbg.:
Der Solarkollektorhersteller „SST Solar" errichtet eine neue Produktionsstätte mit einer Bruttogeschoßfläche von rund 1.200 m . Dabei soll die Beheizung zu großen Teilen über eine 200 m Bruttokollektorfläche umfassende Fassadenkollektoranlage in Verbindung mit konsequenter Bauteilaktivierung (Beton) durchgeführt werden.

3.5.2 Alternative Kollektortechnologien

Auf diese Sub-Kategorie entfielen bisher vier sehr unterschiedliche Projekte mit sehr unterschiedlichen Kollektortechnologien. Von unabgedeckten Metallabsorbern über Luftkollektoren bis hin zu konzentrierenden Kollektortechnologien reicht aktuell die Technologiebandbreite. Nachfolgend werden die Projekte hinsichtlich der sehr vielfältigen Anwendungskonzepte und hinsichtlich Anlageneckdaten kurz vorgestellt. Drei von den vier Projekten befinden sich zum Zeitpunkt der Berichtslegung in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase.
Am weitesten fortgeschritten ist das Projekt „Holztrocknung Wührer" mit bereits gestarteter Monitoringphase. Dieses Projekt wird beispielhaft für diese Sub-Kategorie in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Süd-Ansicht der Halle mit der Luftkollektoranlage. Quelle: AIT

○ Holztrocknung Wührer, OÖ.:
Bei der Anlage „Wührer Holztrocknung" handelt es sich um eine 480 m große Kollektoranlage (240 m davon durch das Programm „Solarthermie – Solare Großanlagen 2013" gefördert) zur Erwärmung von Trocknungsluft für Biomasse (Hackgut), Getreide und Heu bzw. Stroh. Die Trocknung der verschiedenen Produkte erfolgt sowohl auf Schräg- und als auch mit einem speziellen Luftverteiler für Stroh/Heu. In Kombination mit einem 85t schweren Steinspeicher kann die Trocknungszeit bis in die Nachtstunden fortgesetzt werden.

○ Danzermühle Pettenbach, OÖ.:
Im Projekt „Danzermühle Pettenbach, OÖ" sind 154 m Bruttokollektorfläche eines gebäudeintegrierten und unabgedeckten Metallabsorbers in ein Niedertemperaturnetz zur Versorgung einer neu errichteten Mustersiedlung mit 20 baulich teilweise voneinander getrennten Wohneinheiten und Betrieben umgesetzt. Die unabgedeckten Solarmetall-absorber sind integraler Bestandteil des auf Niedertemperatur ausgerichteten Ver-sorgungskonzeptes.

○ Kwizda Agro GmbH, NÖ.:
Das Unternehmen „Kwizda Agro GmbH" ist tätig in Pflanzenschutz und Schädlingsbekämpfung. Mittels konzentrierenden Solarkollektoren (Fresnelkollektoren) 250 m (Brutto) soll Dampf produziert und direkt in das Dampfnetz des Unternehmens eingespeist werden, woraus einzelne Prozesse wie z.B. Wärmekammern, Wirbelschichtgranulatoren, Direktinjektionen, etc. versorgt werden.

○ Installationsunternehmen Niederl, Stmk.:
Das Unternehmen „Niederl" beabsichtigt die Errichtung eines thermisch getriebenen KWK´s nach dem Prinzip des Schukey-Motors. Als thermischer Antrieb soll dabei ein einachsig nachgeführter Parabolrinnenkollektor mit einer Bruttokollektorfläche von 68 m zum Einsatz kommen.

3.5.3 Spezifische Anwendungen

In dieser Sub-Kategorie wurde bisher ein Projekt und zwar das Vorhaben „Marmelade- und Säftefaktur Kristandl" in der Steiermark behandelt. Konkret ist in diesem Projekt geplant, eine 57 m große Bruttokollektorfläche (2-fach abgedeckter Kollektor) in den Herstellungsprozess der landwirtschaftlichen Produkte einzubinden. Dabei sollen spezifische Maßnahmen zur Handhabung des Betriebszustandes Stagnation gesetzt werden. Das Vorhaben ist aktuell noch in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase.

4 Kennzahlen im Anlagenvergleich

Von den insgesamt in den ersten sechs Programmjahren (2010 bis 2015) für das Begleitforschungsprogramm ausgewählten 82 Projekten konnte zum Zeitpunkt der Berichtslegung bei insgesamt 37 Anlagen die einjährige Monitoringphase erfolgreich abgeschlossen werden bzw. bei 13 zusätzlichen Anlagen die einjährige Monitoringphase gestartet werden. Eine Übersicht der Projekte mit gestarteter bzw. abgeschlossener Begleitforschung nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich ist in Abbildung 20 dargestellt. Als volle Balken sind dabei die Projekte mit bereits abgeschlossenem einjährigen Monitoring dargestellt und mit schraffiertem Balken sind die Projekte mit gestartetem, aber noch nicht abgeschlossener Monitoringphase gekennzeichnet.

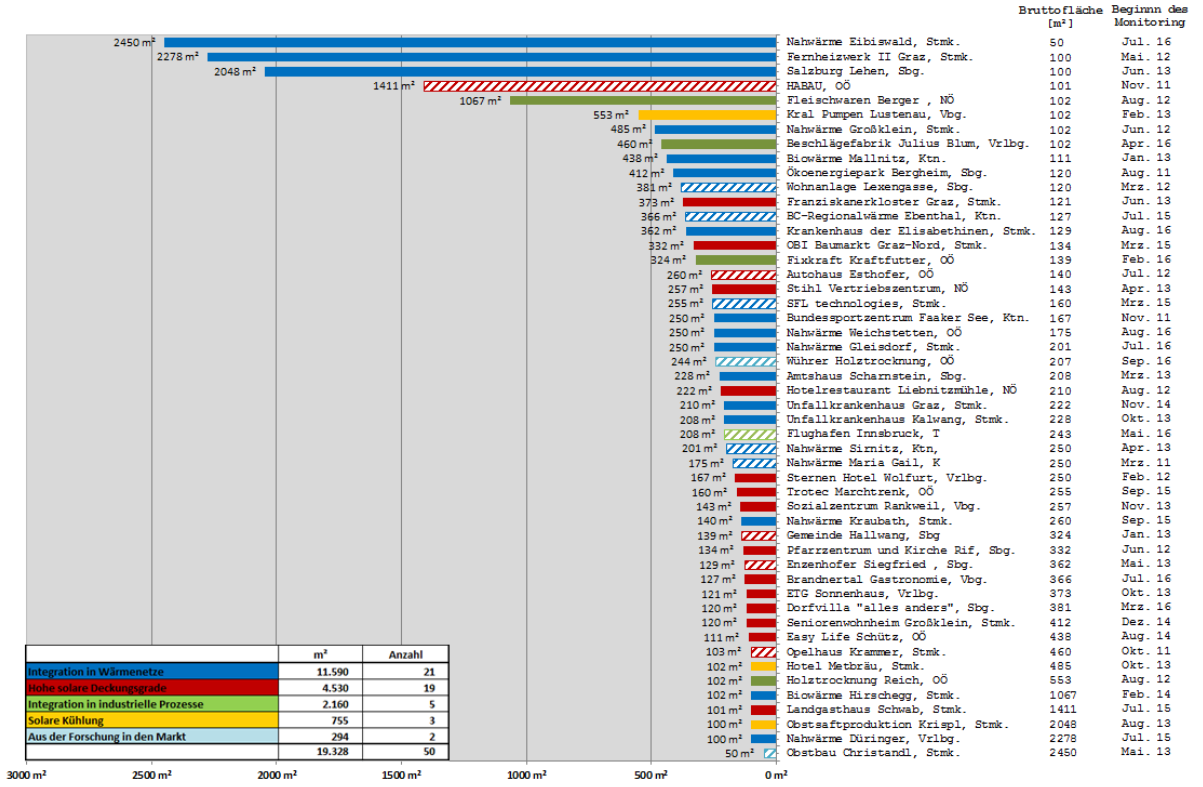


Abbildung 20: Darstellung der 50 Projekte aus dem Begleitforschungsprogramm mit gestarteter (schraffierte Balken) bzw. bereits abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (ausgefüllte Balken) nach Größe der Bruttokollektorfläche und Themenbereich (farbige Kennzeichnung).

In den nachfolgenden Abbildungen werden die zwei wichtigen Kennzahlen für solarthermische Anlagen „Spezifischer Solarertrag" und „Solarer Deckungsgrad" in Überblicksgrafiken für die 37 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 21) die Abweichung des gemessenen Wärmeverbrauchs in Prozent des Wärmeverbrauchs aus der Einreichphase (Prognose) für jede Anlage dargestellt.

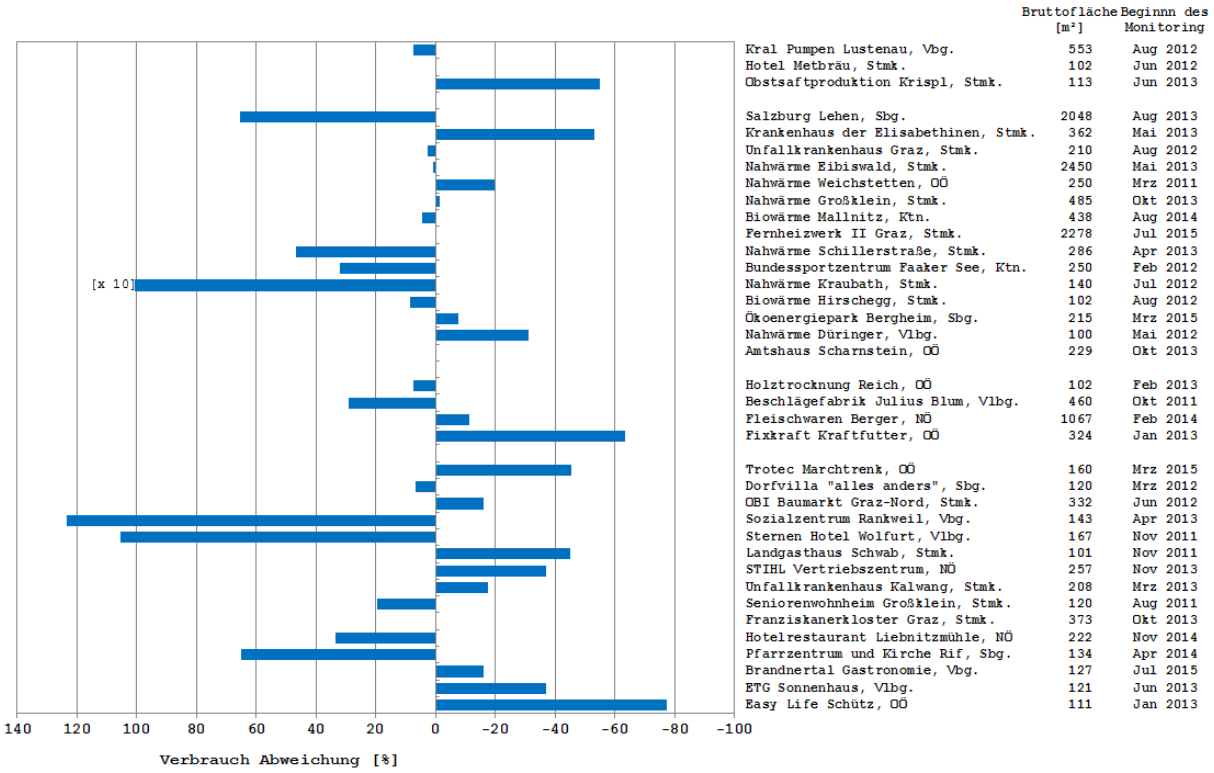
Die messtechnische Ausstattung erfolgt nach einem klar definierten Messkonzept für jedes Themengebiet, zusammengefasst in einem Monitoringleitfaden (Fink, et. al, 2010). Grundsätzlich orientiert sich der Monitoringansatz an einer Input-Output Analyse, sprich einer Energiebilanz über den Wärmespeicher. 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 37 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/m a, 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 21 wurden nun die im Rahmen der einjährigen Monitoringphase gemessenen Wärmeverbräuche mit den Verbrauchswerten aus der Prognose in der Planungsphase (Einreichunterlagen zum Erhalt der Förderung) verglichen. Dargestellt ist für 33 Anlagen mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase die Abweichung zwischen Prognose und Messung in Prozent (Mehrverbrauch wird mit positivem und Minderverbrauch mit negativem Vorzeichen dargestellt). Deutlich wird, dass erhebliche Abweichungen auftraten. Bei 18 Projekten liegen die Abweichungen über 20%, bei neun Projekten sogar über 50%. Bei einem Projekt 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. 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.



	Bruttofläche [m²]	Beginnn des Monitoring
Kral Pumpen Lustenau, Vbg.	553	Aug 2012
Hotel Metbräu, Stmk.	102	Jun 2012
Obstsaftproduktion Krispl, Stmk.	113	Jun 2013
Salzburg Lehen, Sbg.	2048	Aug 2013
Krankenhaus der Elisabethinen, Stmk.	362	Mai 2013
Unfallkrankenhaus Graz, Stmk.	210	Aug 2012
Nahwärme Eibiswald, Stmk.	2450	Mai 2013
Nahwärme Weichstetten, OÖ	250	Mrz 2011
Nahwärme Großklein, Stmk.	485	Okt 2013
Biowärme Mallnitz, Ktn.	438	Aug 2014
Fernheizwerk II Graz, Stmk.	2278	Jul 2015
Nahwärme Schillerstraße, Stmk.	286	Apr 2013
Bundessportzentrum Faaker See, Ktn.	250	Feb 2012
Nahwärme Kraubath, Stmk.	140	Jul 2012
Biowärme Hirschegg, Stmk.	102	Aug 2012
Ökoenergiepark Bergheim, Sbg.	215	Mrz 2015
Nahwärme Düringer, Vlbg.	100	Mai 2012
Amtshaus Scharnstein, OÖ	229	Okt 2013
Holztrocknung Reich, OÖ	102	Feb 2013
Beschlägefabrik Julius Blum, Vlbg.	460	Okt 2011
Fleischwaren Berger, NÖ	1067	Feb 2014
Fixkraft Kraftfutter, OÖ	324	Jan 2013
Trotec Marchtrenk, OÖ	160	Mrz 2015
Dorfvilla "alles anders", Sbg.	120	Mrz 2012
OBI Baumarkt Graz-Nord, Stmk.	332	Jun 2012
Sozialzentrum Rankweil, Vbg.	143	Apr 2013
Sternen Hotel Wolfurt, Vlbg.	167	Nov 2011
Landgasthaus Schwab, Stmk.	101	Nov 2011
STIHL Vertriebszentrum, NÖ	257	Nov 2013
Unfallkrankenhaus Kalwang, Stmk.	208	Mrz 2013
Seniorenwohnheim Großklein, Stmk.	120	Aug 2011
Franziskanerkloster Graz, Stmk.	373	Okt 2013
Hotelrestaurant Liebnitzmühle, NÖ	222	Nov 2014
Pfarrzentrum und Kirche Rif, Sbg.	134	Apr 2014
Brandnertal Gastronomie, Vbg.	127	Jul 2015
ETG Sonnenhaus, Vlbg.	121	Jun 2013
Easy Life Schütz, OÖ	111	Jan 2013

Abbildung 21: Abweichung der gemessenen Wärmeverbräuche (für 33 Projekte verfügbar) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen aus der Fördereinreichung in Prozent für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase.

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 37 Anlagen mit abgeschlossener Monitoringphase sind in Abbildung 22 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. Die gemessenen solaren

Erträge werden in der Abbildung durch die Länge der gelben Balken dargestellt und können somit in einen direkten Vergleich zu den Prognosewerten (schwarze Marker) gebracht werden. In der Darstellung nicht berücksichtigt sind Unterschiede in der Einstrahlungsleistung zwischen Messjahr und dem in der Ertragsprognose zugrundeliegenden Klimadaten.

Bei 17 Projekten konnte der prognostizierte spezifische Ertrag erreicht bzw. sogar überschritten werden. Bei acht Projekten wurde der Prognosewert knapp verfehlt (Unterschreitung um maximal bis zu 10%), bei zwölf 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 37 Anlagen liegt der spezifische Ertrag bei 368 kWh/m $_{\text{Apertur}}$a (braun strichlierte Linie), was grundsätzlich ein zufriedenstellendes Ergebnis darstellt. Die höchsten durchschnittlichen Erträge nach Themenbereichen (blau strichlierte Linien) liegen zwischen 419 kWh/m $_{\text{Apertur}}$a (Themengebiet „Integration in industrielle Prozesse") und 336 kWh/m $_{\text{Apertur}}$a im Themengebiet „Hohe solare Deckungsgrade". Aufgrund der verwendeten Kollektortechnik, der erreichten solaren Jahresdeckungsgrade und anderer projektspezifischer Rahmenbedingungen sind diese Unterschiede aber größtenteils erklärbar. Zu 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 695 kWh/m $_{\text{Apertur}}$a im Projekt „Trotec Marchtrenk" von einer Flachkollektoranlage erreicht und basiert auf der fokussierten Nutzung des Solarkollektors zur Regeneration eines Erdspeichers mit besonders tiefen Betriebstemperaturen.

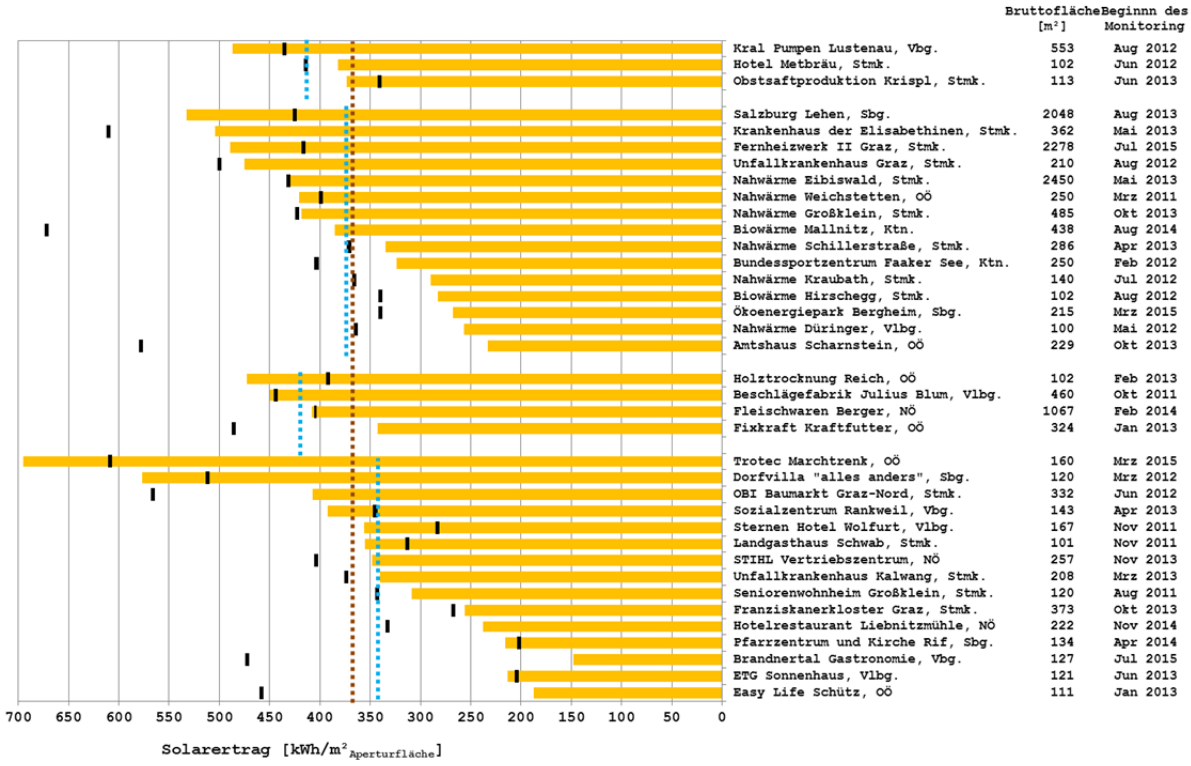


Abbildung 22: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche) für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 37 Projekte verfügbar).

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:

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konv\,We} + Q_{Solar}}$$ *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 Wärmein- bzw. Wärmeoutputs 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 wird in Abbildung 23 in vier Projekten („Hotel Metbräu", „Fernheizwerk II Graz", „Amtshaus Scharnstein" und „Fixkraft Kraftfutter") kein solarer Deckungsgrad angeführt. Bei Wärmeversorgungssystemen mit Kopplungen zwischen Solarthermie-anlagen 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 23 dargestellten solaren Deckungsgrade für 33 Anlagen zeigen eine enorme Bandbreite (Messwerte als auch Prognosewerte), die basierend auf Messwerten zwischen 97% im Projekt „ETG Sonnenhaus" 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 Jahresdeckungs-grad ergeben dann die vorhin genannte große Bandbreite.

Bei 15 Projekten konnte der prognostizierte solare Deckungsgrad erreicht bzw. sogar überschritten werden. Bei fünf Projekten wurde der Prognosewert knapp verfehlt (Unterschreitung um maximal bis zu 15%), bei 13 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 33 Projekte konnte ein durchschnittlicher solarer Deckungsgrad von 20,9% erreicht werden.

Die Anlagen zeigen grundsätzlich eine gute Funktionalität, die doch deutlichen Unterschiede zwischen Prognose und Messung des solaren Deckungsgrades bei 14

Projekten (ca. 39% der Anlagen) weisen aber auch auf deutliches Verbesserungspotenzial in Bezug auf die aktuell vorherrschende Planungssicherheit hin.

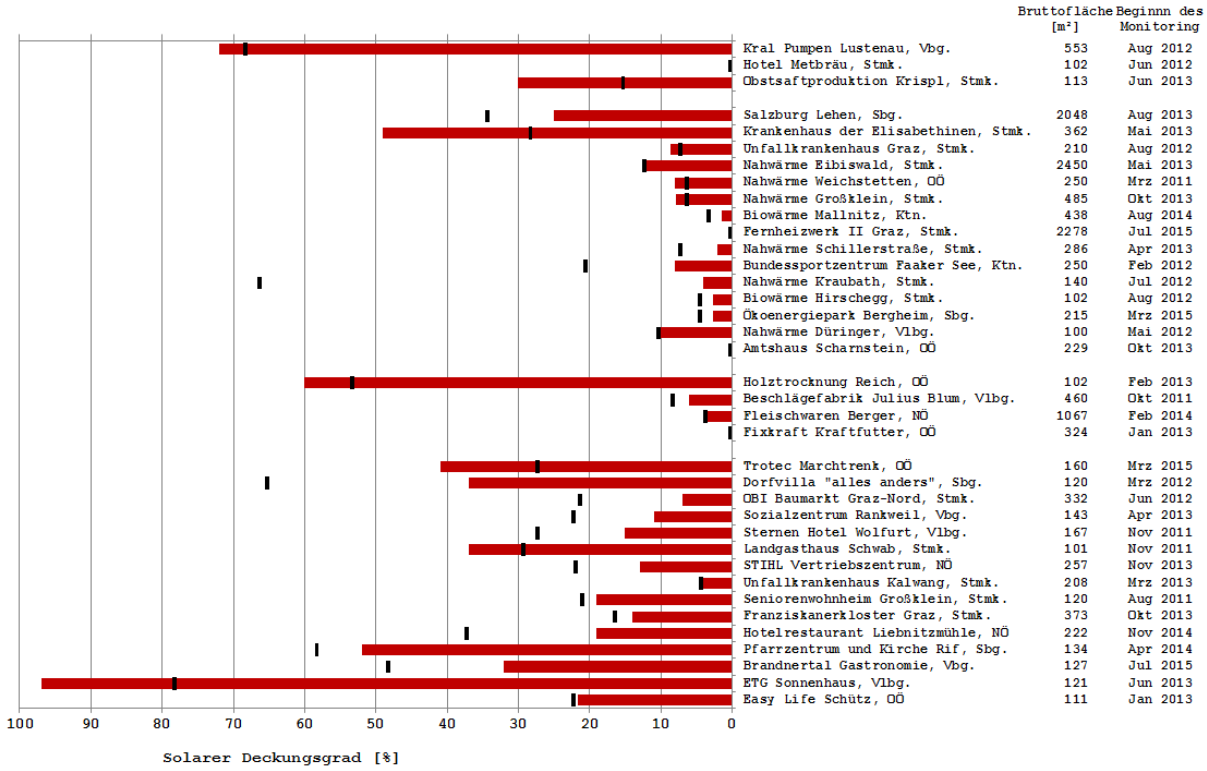


Abbildung 23: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten Deckungsgraden (schwarze Striche) für die Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 33 Projekte verfügbar).

5 Ausgewählte statistische Darstellungen

In den nachfolgenden Abschnitten werden spezifische Auswertungen für die 37 Anlagen mit bereits abgeschlossener sowie die 13 Anlagen mit gestarteter 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 50 Projekten mit gestarteter wissenschaftlicher Begleitung kamen in den Programmjahren 2010 bis 2015 fünf grundsätzlich unterschiedliche Kollektortypen zum Einsatz. Wie in Abbildung 24 dargestellt, wurden dabei Standard-Flachkollektoren vierzigmal (in allen fünf Themengebieten), 2-fach abgedeckte Flachkollektoren elfmal (in den drei Themengebieten „Prozessintegration", „Integration in Wärmenetze" sowie „Solare Klimatisierung"), Vakuumröhrenkollektoren viermal (zweimal im Themengebiet „Prozessintegration" und jeweils einmal in „Integration in Wärmenetze" sowie „Solare Klimatisierung"), Hybrid- oder PVT-Kollektoren einmal (im Themengebiet „Neue Technologien und innovative Ansätze") sowie Luftkollektoren einmal (Wührer Holztrocknung) verwendet. 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 57 verwendeten Kollektoren bei lediglich 50 Anlagen.

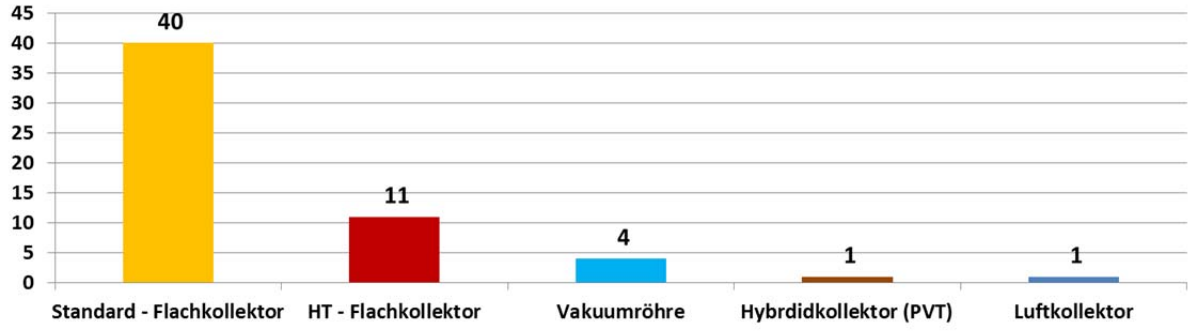


Abbildung 24: Darstellung der eingesetzten fünf Kollektortypen in den 50 Anlagen mit bisher gestarteter einjähriger Monitoringphase. Da in einzelnen Anlagen mehrere Kollektortypen umgesetzt wurden, konnten insgesamt 57 Kollektoren registriert werden.

Die Bandbreite der Kollektorleistungsfähigkeit ist in Abbildung 25 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). 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. Über die Bandbreite aller 50 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.

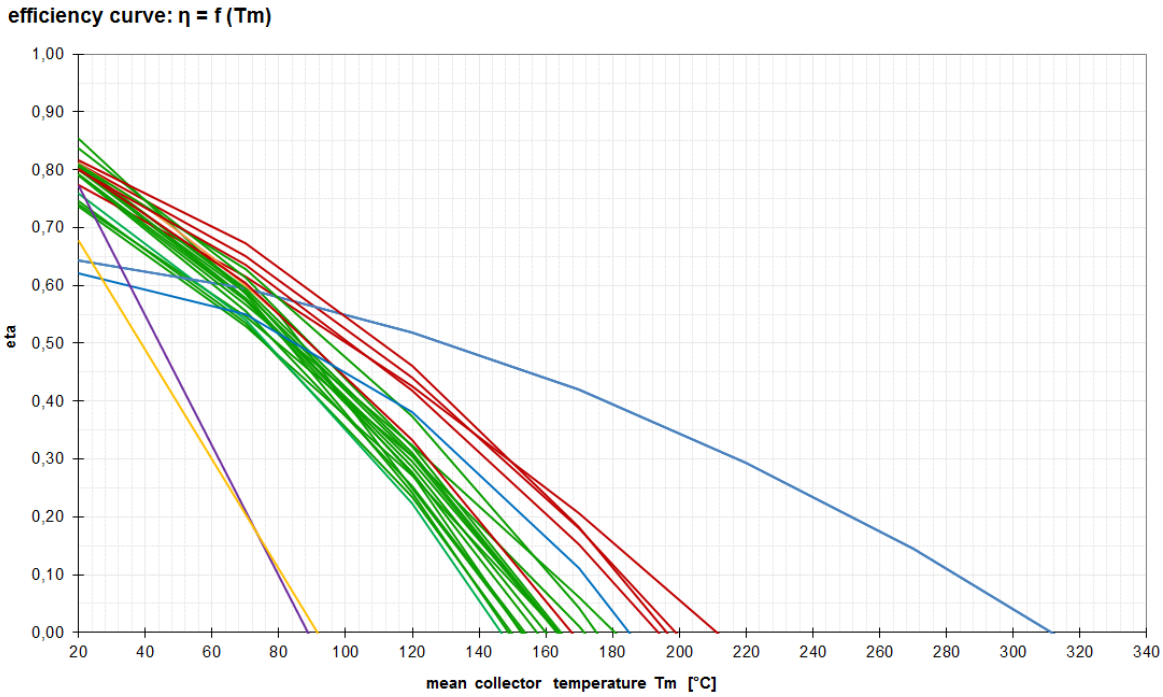


Abbildung 25: Darstellung der Wirkungsgradkennlinien der in den 50 Anlagen zum Einsatz kommenden Kollektoren (Flachkollektoren – grün; 2-fach abgedeckte Flachkollektoren – rot; Vakuumröhrenkollektor – blau; Hybridkollektor – orange; Luftkollektor violett). Datenbasis: Solar Keymark (Einstrahlung: 1000 W/m ; Umgebungstemperatur: 20°C; Bezugsfläche: Bruttokollektor-fläche)

5.2 Durchschnittliche Kollektormitteltemperaturen

In Abbildung 26 sind die durchschnittlichen Kollektormitteltemperaturen für Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 33 Projekte und 39 Kollektortypen verfügbar) über dem spezifischen Jahressolarertrag dargestellt.

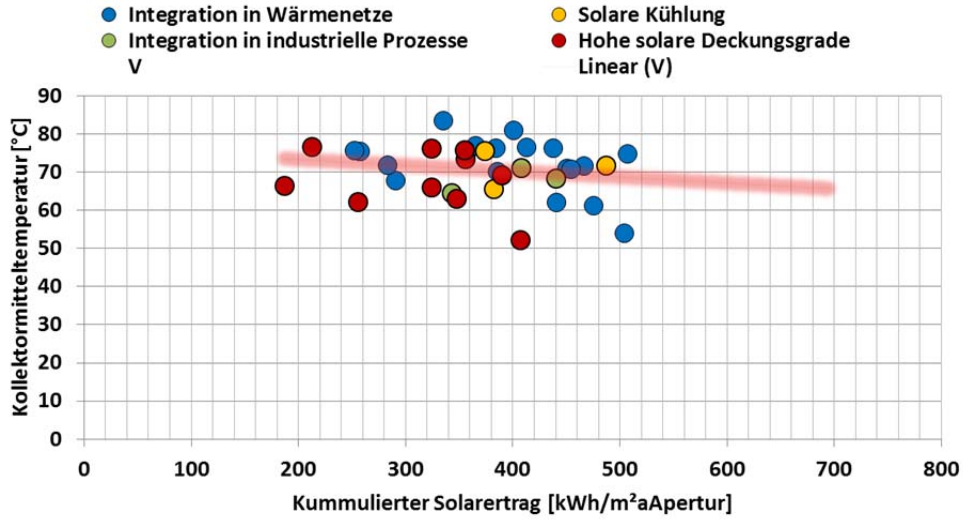


Abbildung 26: Darstellung des mittleren Kollektortemperaturniveaus der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 33 Projekte bzw. 39 Kollektoren) über dem gemessenen spezifischen Jahressolarertrag. Die farbige Zuordnung erfolgt nach Themengebiet, die rote Linie entspricht 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 50 und 83°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 liegen. Obwohl im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zahlreiche Optimierungsmaßnahmen in Richtung Senkung des Temperaturniveaus getätigt wurden, zeigen diese Ergebnisse nach wie vor Verbesserungspotenzial.

5.3 Betriebsarten der Solarsysteme

Die Betriebsart von Solarsystemen wird durch den spezifischen Volumenstrom (Liter/Stunde und $m_{Kollektorfläche}$) oder dem spezifischen Massenstrom (kg/Stunde und $m_{Kollektorfläche}$) 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/m h, bei „High Flow" Systemen zwischen 20 und 70 kg/m h und bei „Matched Flow" Systemen (flexible Anpassung des Massenstroms) zwischen 5 und 70 kg/m h. 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 27 zeigt hierzu die Bandbreite der durchschnittlichen spezifischen Massenströme zu Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (für 26 Projekte und 37 Kollektoren verfügbar).

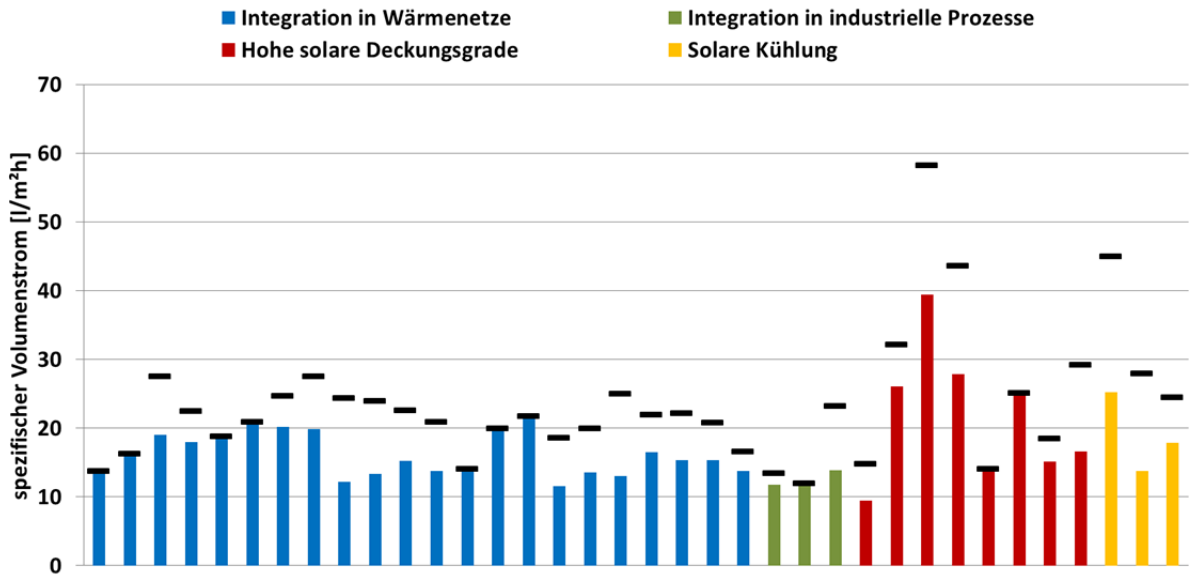


Abbildung 27: Darstellung der durchschnittlichen spezifischen Massenströme der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 26 Projekte und 37 Kollektoren) sowie den in jeder Anlage maximal aufgetretenen spezifischen Massenstrom (schwarze Marker). Die Balkenfarbe repräsentiert das Themengebiet der Anwendung.

Die Durchschnittsbildung der über ein Jahr aufgetretenen Massenströme ergab in den Messanlagen einen Bereich von 10 kg/m h bis 40 kg/m h, was eindeutig zeigt, dass auch in der Praxis solarthermische Großanlagen mit konsequenter „High Flow" Betriebsweise nicht mehr umgesetzt werden. Eine eindeutige Tendenz der Massenstromfestlegung nach Anwendungsart (Themengebiete) kann nicht festgestellt werden. 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/m h) 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.

Variante 1 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. Variante 3 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. Variante 4 repräsentiert mit der Drehzahlregelung des Primärkreises und der starren Betriebsweise des Sekundärkreises eine rein theoretisch mögliche Regelungsstrategie ohne Relevanz für die Praxis.

In Abbildung 28 ist die Verteilung der eingesetzten Regelstrategien in den Anlagen mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase dargestellt. Es zeigte sich, dass bei 19 Anlagen die Pumpen in beiden Kreisläufen mit fixer Drehzahl betrieben wurden. Bei 18 Projekten wurde eine Drehzahlregelung beider Solarpumpen umgesetzt. Bei zwei Projekten wurde eine Regelungsstrategie mit sekundärkreisgeregeltem Massenstrom und fixem primärseitigen Massenstrom installiert. Erwartungsgemäß wurden keine Anlagen mit Primärkreisdrehzahlregelung und fixem Sekundärkreismassenstrom umgesetzt. Die Anlagenzahl liegt mit 41 über den 37 Projekten mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase, da einige Projekte aus mehreren voneinander unabhängigen Solaranlagen bestehen.

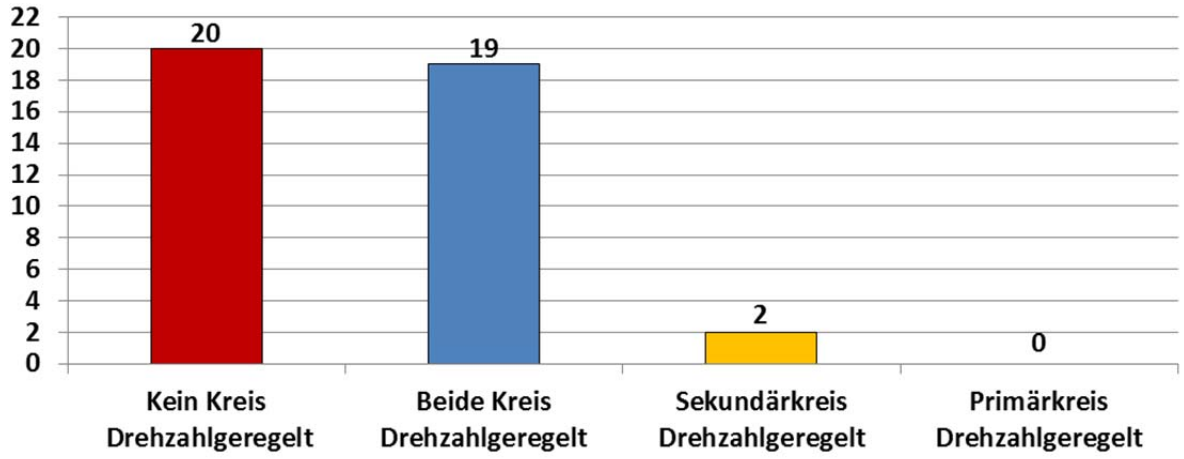


Abbildung 28: Kategorisierung der Projekte mit abgeschlossener einjähriger Monitoringphase nach angewendeter Regelungsstrategie in den beiden Solarkreisläufen (verfügbar für 41 Anlagen, da pro Projekt in einigen Fällen mehrere Solaranlagen umgesetzt wurden)

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 Berichtslegung 50 Projekten mit gestarteter einjähriger Monitoringphase (37 davon bereits abgeschlossen) waren Wasserspeicher als Speichermedium für die Solarenergie praktisch gesetzt. Nur bei zwei Projekten wurden systembedingt („Fernheizwerk II Graz" als Direkteinspeisung ins Fernwärmenetz bzw. „Holztrocknung Wührer" mit Luftkollektoren und Steinwärmespeicher) keine Wasserspeicher installiert. Bei neun Projekten kommen zusätzlich Erdspeicher (größtenteils angeordnet unter dem Gebäude), die solarthermisch regeneriert als alleinige Wärmequelle für Wärmepumpen dienen, zum Einsatz. In vier 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/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$) bei den Projekten in Abhängigkeit der Bruttokollektorfläche ist in Abbildung 29 dargestellt. Die farbige Unterscheidung erfolgte im Diagramm nach Anwendung (Themengebiet).

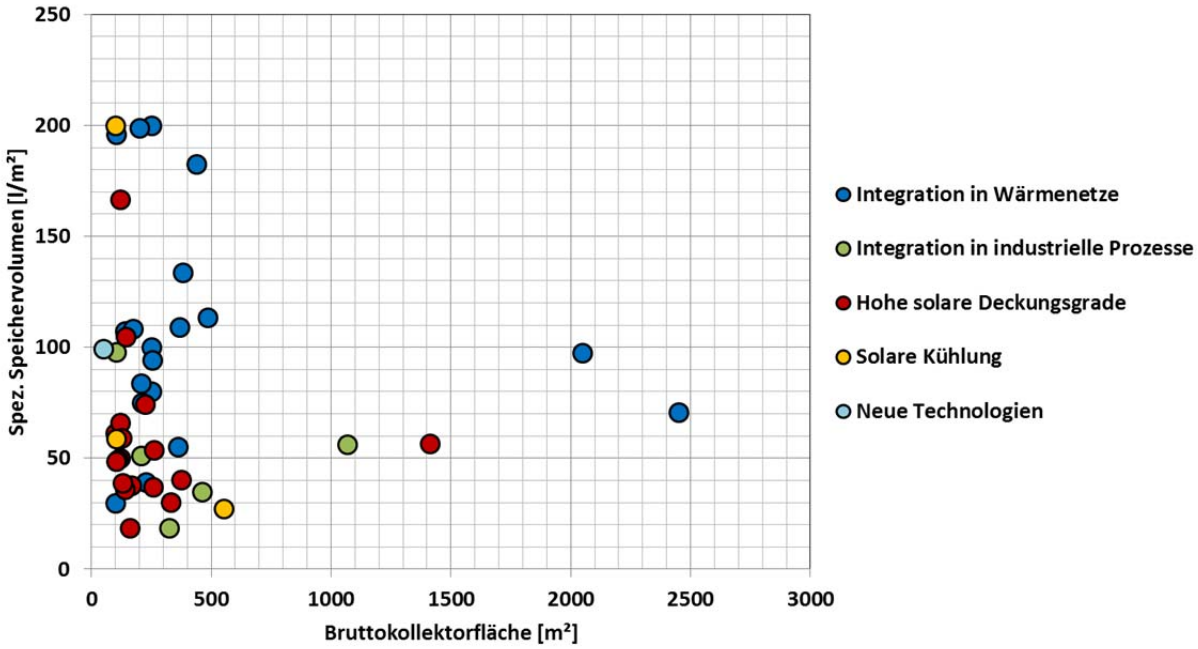


Abbildung 29: Darstellung der spezifischen Wasserspeichervolumina (Liter/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$) für die Projekte mit abgeschlossener bzw. gestarteter einjähriger Monitoringphase (verfügbar für 48 Anlagen) in Abhängigkeit der installierten Bruttokollektorfläche. Die farbige Unterscheidung erfolgt nach Themengebiet der Anwendung.

Die Bandbreite der spezifischen Wasserspeichervolumina liegt zwischen 20 und 200 l/ m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$, wobei der Großteil der Projekte Werte zwischen 40 und 110 l/ m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ aufweist. 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 30 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 82 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$. Für die vier Bauteilspeicher ergibt die Berechnung des Wasseräquivalents rund 84 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ und für die acht Erdspeicher rund 5.100 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$. 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.

Interessant ist, dass bei Projekten mit Bauteilspeichern das zusätzlich umgesetzte spezifische Wasserspeichervolumen mit 47 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ deutlich geringer ist als die spezifischen Wasserspeichervolumen bei ausschließlicher Verwendung von Wasserspeichern. Daraus könnte ein bewusster Dimensionierungsansatz geschlossen werden, was aber zukünftig noch mit einer größeren Zahl an Messprojekten evaluiert werden sollte. Ähnlich verhält sich der Dimensionierungsansatz des Wasserspeichers bei den acht Projekten die auch Erdspeicher nutzen, denn das durchschnittliche spezifische Wasserspeichervolumen beträgt rund 58 l/ m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$.

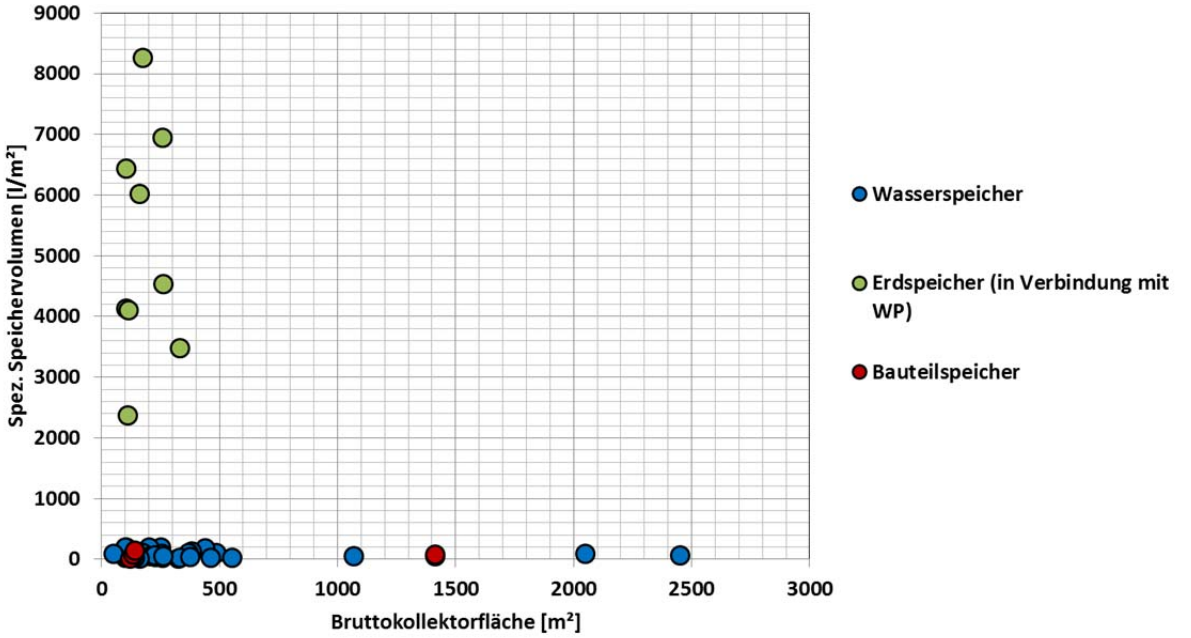


Abbildung 30: Darstellung der spezifischen Wärmespeichervolumen für Projekte mit abgeschlossener bzw. gestarteter Monitoringphase für Wasserspeicher, Bauteilspeicher und Erdspeicher auf Basis eines Wasseräquivalents („warm“) (verfügbar für 48 Anlagen).

6 Detektiertes Optimierungspotential

Wie bereits in Kapitel 4 ausführlich behandelt, zeigen die 37 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. Im Zuge der einjährigen Monitoringphase wurden 147 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 31 zeigt die 147 detektierten und mehr oder weniger schwerwiegenden Optimierungsmöglichkeiten zugeordnet nach Systemabschnitten (Solarkreis, Nachheizung, Speicher und Verbraucherkreis) und Kategorie (Dimensionierung, Regelung, hydraulische Einbindung, Volumenströme, Speicherladegrad, Komponenteneignung, hydraulische Fehlströmungen, etc.).

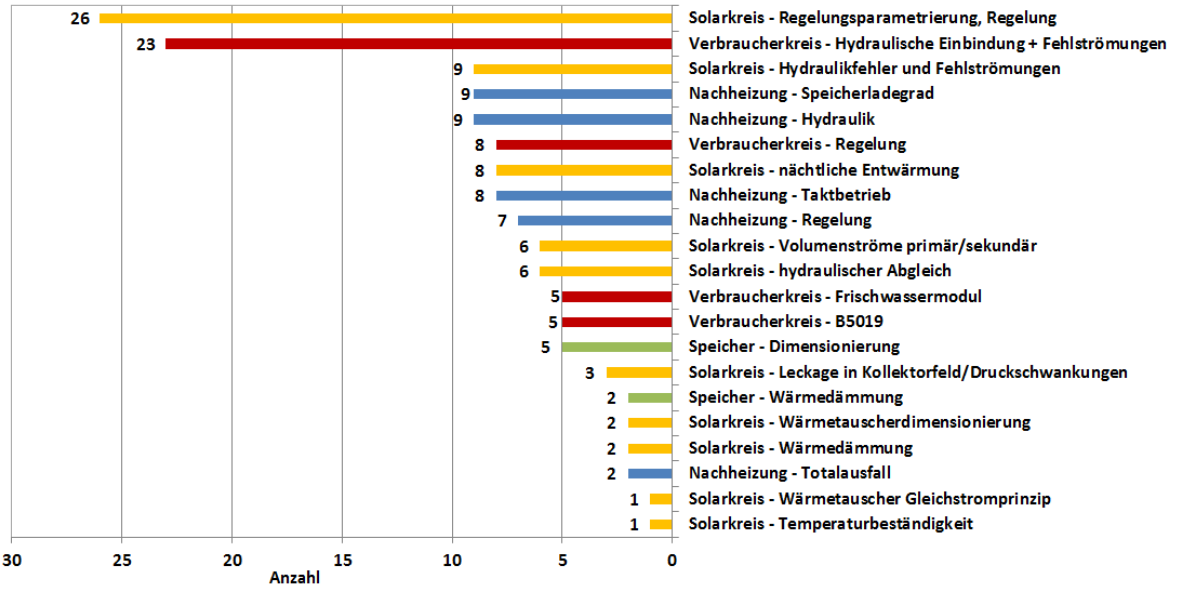


Abbildung 31: Darstellung der im Rahmen des Begleitforschungsprogramms detektieren 147 Optimierungsvorschläge. Kategorisierung nach Systemabschnitt (Verbraucher, Solarsystem, Speicher, Nachheizung) und Gegenstand der Optimierung.

Schlussendlich entfielen 64 detektierte Optimierungsmöglichkeiten auf den Solarkreis und 83 auf das restliche Wärmeversorgungssystem. Am meisten Defizite, nämlich 26 und 23, wurden im Solarkreis (Kategorie „Regelungsparametrierung, Regelung") und im Verbraucherkreis (Kategorie „Hydraulische Einbindung und Fehlströmungen") detektiert. Repräsentativ für diese zwei Systemabschnitte/Kategorien wird nachfolgend jeweils ein konkretes Beispiel für einen Anlagenmangel aufgezeigt und die Behebung desselben dargestellt.

Beispiel 1: Systemabschnitt „Verbraucherkreis" (Kategorie Hydraulische Einbindung und Fehlströmungen)

Im Zuge der Anlagendetailanalyse in den ersten drei Monaten der wissenschaftlichen Begleitung konnten im solarunterstützten Wärmeversorgungssystem eines Pensionisten-wohnheims vergleichsweise hohe Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeabgabesystem festgestellt werden. Als Ursache dafür zeigte sich eine am Hauptverteiler montierte Pumpe, die über einen externen Wärmetauscher einen Lüftungskreislauf versorgt und unabhängig vom Betrieb des Lüftungskreislaufes dauerhaft in Betrieb gehalten wurde. Da die Lüftungsanlage nur zu den Küchenbetriebszeiten eingeschaltet wird, erfolgte in den Zeiten ohne Lüftungsbetrieb eine unmittelbare Rückführung des heißen Vorlaufmediums in den Rücklaufverteiler und damit verbunden zu einer Anhebung der Rücklauftemperatur aus dem Wärmeabgabesystem auf knapp 60°C. Die Konsequenzen daraus waren erhöhte Speichertemperaturen und in Folge dessen höhere Speicherverluste sowie höhere Kollektorrücklauftemperaturen in Verbindung mit geringeren Kollektorwirkungsgraden. In Abbildung 32(a) ist der betreffende Ausschnitt des Hydraulikkonzepts inkl. der betreffenden (rot markierten) Pumpe dargestellt. Die Auswirkungen auf die Temperaturen des gesamten Rücklaufverteilers werden in Abbildung 32(b, links vom blauen Balken) gezeigt. Nach der in Kooperation mit dem Anlagenbetreiber getätigten Anlagenoptimierung (die Pumpe im Lüftungskreislauf geht nur in Betrieb, wenn auch die Lüftungsanlage läuft), kann die Rücklauftemperatur in Zeiten ohne Lüftungsbetrieb auf das Niveau des Fußbodenheizungsrücklaufs (ca. 28°C) abgesenkt und somit eine zentrale Verbesserung erreicht werden (siehe hierzu Abbildung 32(b), rechts vom blauen Balken).

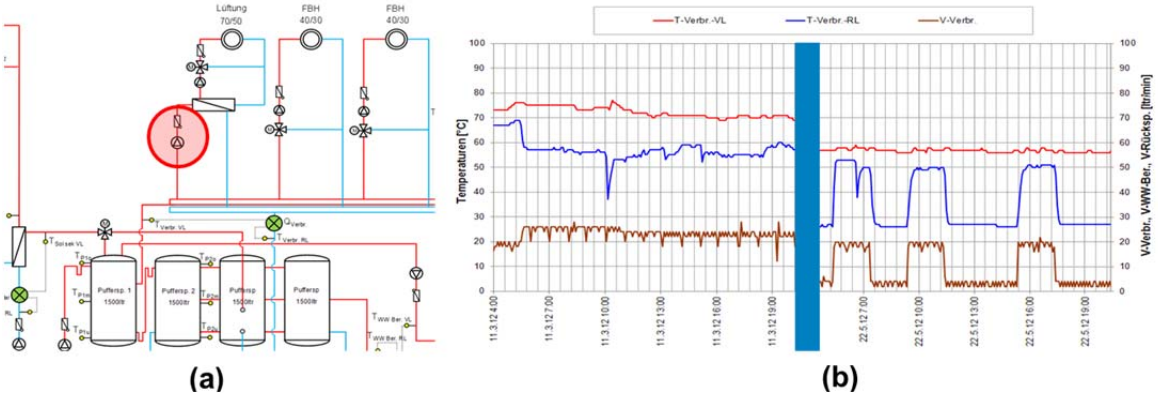


Abbildung 32: (a) Ausschnitt aus dem Hydraulikschema mit rot gekennzeichneter, in Dauerbetrieb befindlicher Pumpe; (b) Vergleichende Darstellung der Temperatur- und Volumenstromverläufe im Kreislauf des Wärmeabgabesystems vor der Optimierung (links vom blauen Balken) und nach der Optimierung (rechts vom blauen Balken).

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

Im Zuge der Anlagendetailanalyse in den ersten drei Monaten der wissenschaftlichen Begleitung konnten im solarunterstützten Wärmeversorgungssystem eines Tourismusbetriebes auffällige Temperaturschwanken im Solarprimär- als auch im Solarsekundärkreislauf festgestellt werden. Als Ursache dafür zeigte sich eine mangelhaft umgesetzte Drehzahlregelung der Solarprimärkreis- als auch der Solarsekundärkreispumpe. Dies führte zu erhöhten Betriebstemperaturen im Kollektor und somit unmittelbar zu geringeren Kollektorwirkungsgraden. In Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber und dessen verantwortlichem Partner für die Umsetzung der Anlagenregelung erfolgte die Umsetzung einer gänzlich neuen Drehzahlregelungsstrategie. Der Unterschied zwischen vor und nach der Tätigung der Optimierungsmaßnahme kann in Abbildung 33 anhand des Verlaufs der Primärkreis- und Sekundärkreistemperaturen deutlich erkannt werden. Kann in der linken Abbildung (am 22. Februar 2012) ein starkes Schwingen in den Temperaturen des Solarprimär- und Sekundärkreises erkannt werden, so zeigt die Abbildung rechts (15.03. 2012) einen abgestimmten und stabilen Verlauf der Temperaturen in den beiden Solarkreisläufen.

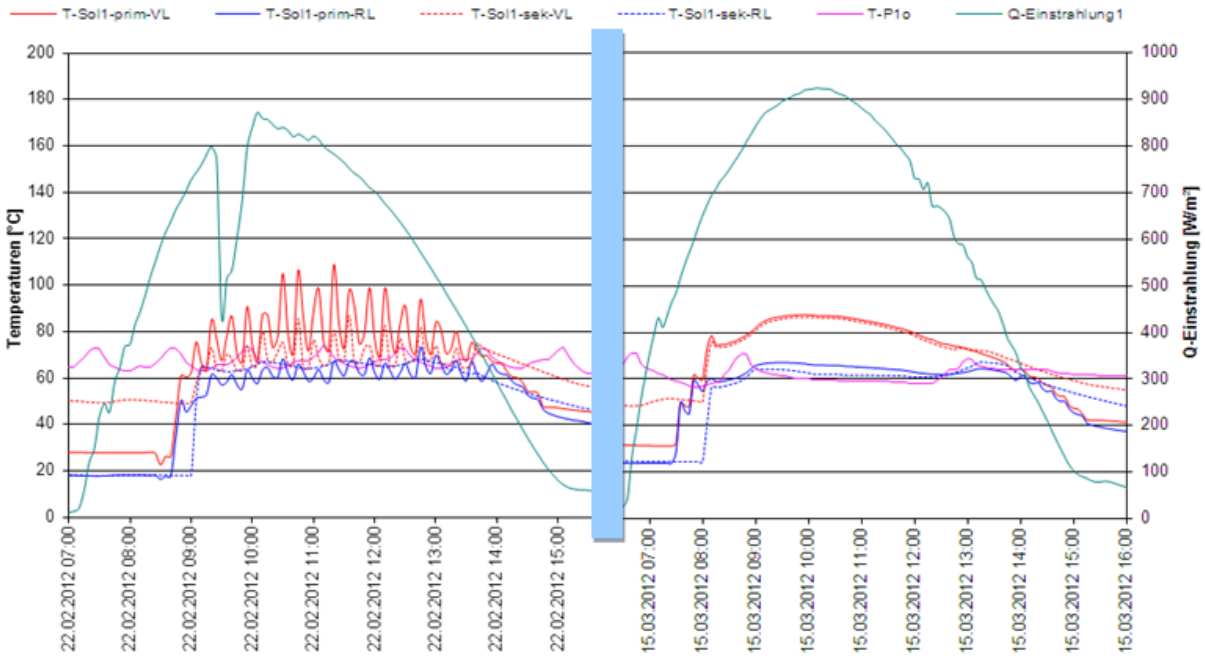


Abbildung 33: Vergleich des Temperaturverlaufs im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems zuzüglich des Verlauf der Globalstrahlung und der Pufferspeichertemperatur vor der Optimierung der Regelung (links, 22.02.2012) und nach der Optimierung der Regelung (rechts, 15.03.2012). Durch die Optimierung konnten die Temperaturschwankungen beseitigt werden.

An diesen beiden ausgewählten Beispielen getätigter Anlagenverbesserungen wird deutlich, wie schnell und effektiv einzelne Optimierungsmaßnahmen in Folge der detaillierten Analyse von Messdaten durchgeführt werden können. In Zusammenarbeit mit den betroffenen Förderungswerbern und deren Partner (Betreiber, Errichter, Regelungsunternehmen, Installateur, Planer, etc.) gelang es von den 147 detektierten Optimierungsmöglichkeiten zumindest 68 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 von Wärmeversorgungssystemen geschaffen werden.

7 Innovationen und Highlights

In den vergangenen sechs Jahren (2010 bis 2015) wurden durch das Team der wissenschaftlichen Begleitung 282 Wärmeversorgungssysteme mit großen Solarsystemen beraten, in 50 Projekten wurde die einjährige Monitoringphase gestartet und in 37 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 44[1] untersucht und in die Hauptkategorien „parallele", „serielle", „regenerative" und „komplexe Konzepte" unterteilt. Beim parallelen Konzept liefern die Solaranlage und die Wärmepumpe getrennt voneinander in einen gemeinsamen Speicher Energie. Beim seriellen Konzept liefern die Solarkollektoren Wärme an den Verdampfer der Wärmepumpe. Die Kollektoren können auch hier die Rolle eines Umgebungs-luftwärmetauschers 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 Berichtslegung 24 Anlagen) können den Kategorien „Komplexes Konzept" (18 Anlagen) und „Paralleles Konzept" (6 Anlagen) zugeordnet werden. Ausreichend Messdaten zur Auswertung in diesem Bericht sind von 10 Anlagen vorhanden (als Projekte mit „abgeschlossener Monitoringphase" bezeichnet; siehe dunkelblaue Balken in Abbildung 34). Von diesen Anlagen sind neun Anlagen der Kategorie „Komplexes Konzept" und nur eine Anlage der Kategorie „Paralleles Konzept" zuzuordnen.
Zur Unterteilung dieser Anlagen unter Berücksichtigung der Funktionsweise wird folgende Unterkategorisierung vorgenommen:

<u>Komplexes Konzept (9 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase):</u>

- Anlagen mit Saisonalspeicher (6 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase)
  - Erdspeicher unter dem Gebäude (5 Projekte)
  - Tiefensonden (1 Projekt)
- Anlagen ohne Saisonalspeicher (3 Projekte mit abgeschlossener Monitoringphase)
  - Wasserpufferspeicher als Wärmequelle (3 Projekte)

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

Paralleles Konzept (1 Projekt mit abgeschlossener Monitoringphase):

- Anlagen mit Sole- und Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem (1 Projekt)

Bei 3 der 5 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 34 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 spezifische 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 oder Tiefensonden 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- und Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem" wurde die Begleitforschung bisher an nur einer Anlage abgeschlossen.

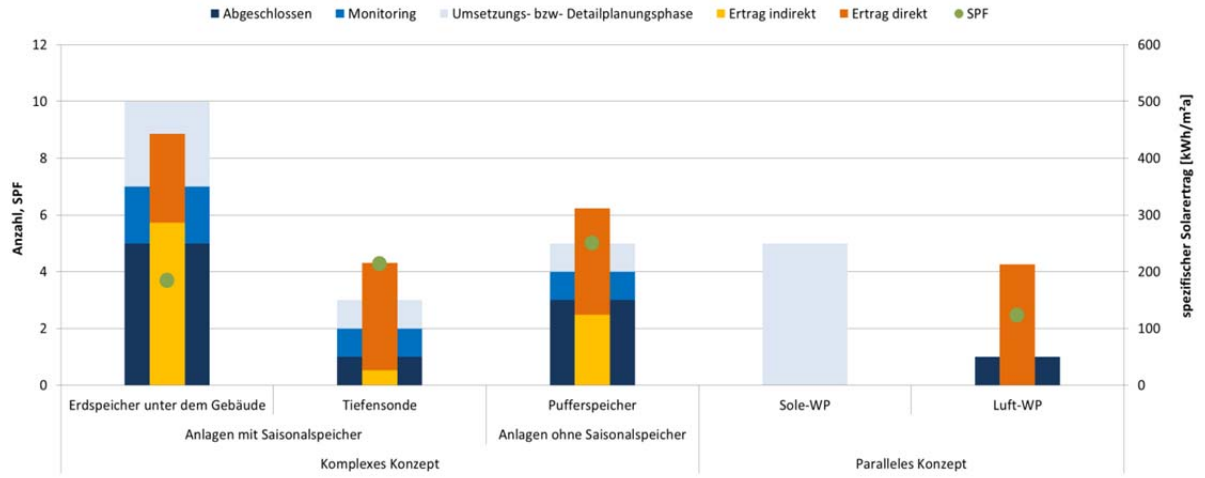


Abbildung 34: Anzahl der Anlagen je Kategorie, Status Quo in der wissenschaftlichen Begleitung sowie durchschnittliche Messergebnisse (Spezifischer Solarertrag, SPF)

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 35 bis Abbildung 37 dargestellt. Die Grafiken zeigen jeweils Parameter der Solaranlage (spezifische Solarerträge, Kollektormitteltemperaturen) je Betriebszustand und den SPF als Parameter für die Wärmepumpe.

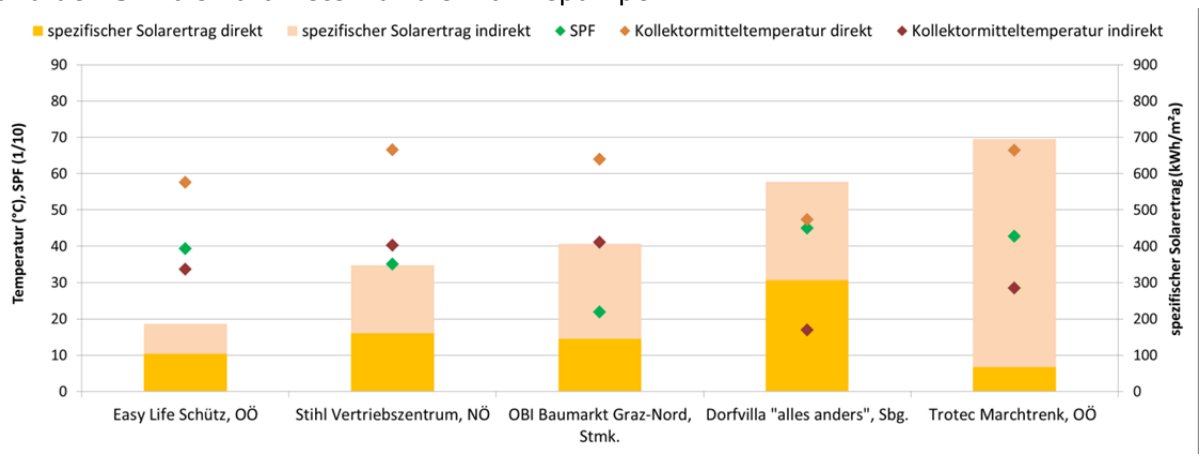


Abbildung 35: Parameter der Anlagen in der Kategorie „Anlagen mit Saisonalspeicher"

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. 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 verschiedenere, teils diametraler Kriterien wie Stromkostenminimierung, oder Maximierung der CO_2- bzw. Primärenergieeinsparung ist entsprechend komplex.

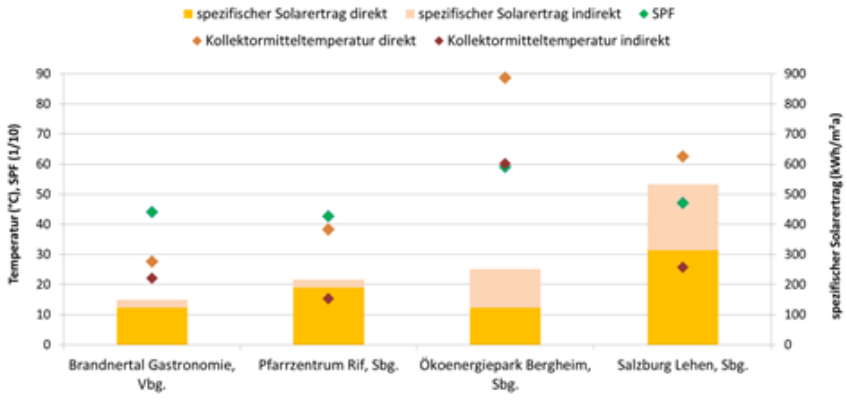


Abbildung 36: Parameter der Anlagen der Kategorie „Anlagen ohne Saisonalspeicher"

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 bisher keine eindeutigen und allgemeinen Rückschlüsse zu.

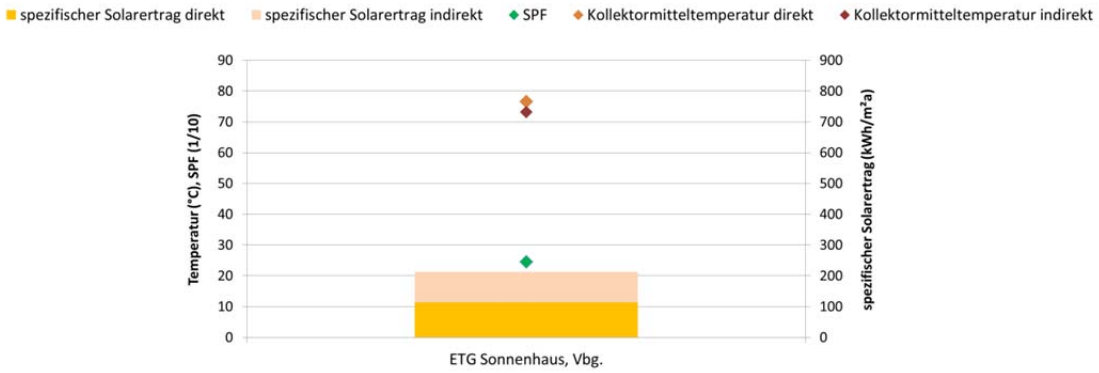


Abbildung 37: Parameter der Anlagen in der Kategorie „Anlagen mit Sole- und Luft-Wärmepumpen als Nachheizsystem"

Die Betriebsergebnisse der Wärmepumpen sind durchwegs zufriedenstellend, wenngleich bei 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. 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 38 zeigt, 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 „Salzburg Lehen", welche eine außerordentlich hohe mittlere Laufzeit aufweist. Der Hauptgrund hierfür ist vermutlich, dass die Leistung der Solarthermie/Wärmepumpen-Kombination im Vergleich zum Rest der Wärmeerzeuger gering ist. Es wird die meiste Zeit ein Teil der Grundlast abgedeckt, wodurch die Anlage für lange Perioden aktiviert werden 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 nach kurzer Zeit beladen und die Wärmepumpe schaltet nach kurzer Laufzeit ab.

Tabelle 1: Laufzeitanalyse und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe

		Laufzeit der Wärmepumpe pro Jahr (h)	Mittlere Laufzeit je Aktivierung im gesamten Jahr (min)	Mittlere Laufzeit je Aktivierung im Monat mit längster Laufzeit (min)	Anzahl der Aktivierungen pro Jahr
Anlagen mit Saisonalspeicher	Easy Life Schütz, OÖ	2790	90	62	1868
	Stihl Vertriebszentrum, NÖ	790	44	63	1074
	OBI Baumarkt Graz-Nord, Stmk.	313	14	21	1349
	Dorfvilla "alles anders", Sbg.	1887	176	206	644
	Trotec Marchtrenk, OÖ	1113	43	69	1536
Anlagen ohne Saisonalspeicher	Brandnertal Gastronomie, Vbg.	570	10	10	3552
	Pfarrzentrum Rif, Sbg.	1067	24	32	2721
	Ökoenergiepark Bergheim, Sbg.	3055	114	371	1609
	Salzburg Lehen, Sbg.	3744	567	781	396
WP als Nachheiz-systeme	ETG Sonnenhaus, Vbg.	146	194	182	45

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 ausreichend zur Deckung des Wärmebedarfs.
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.

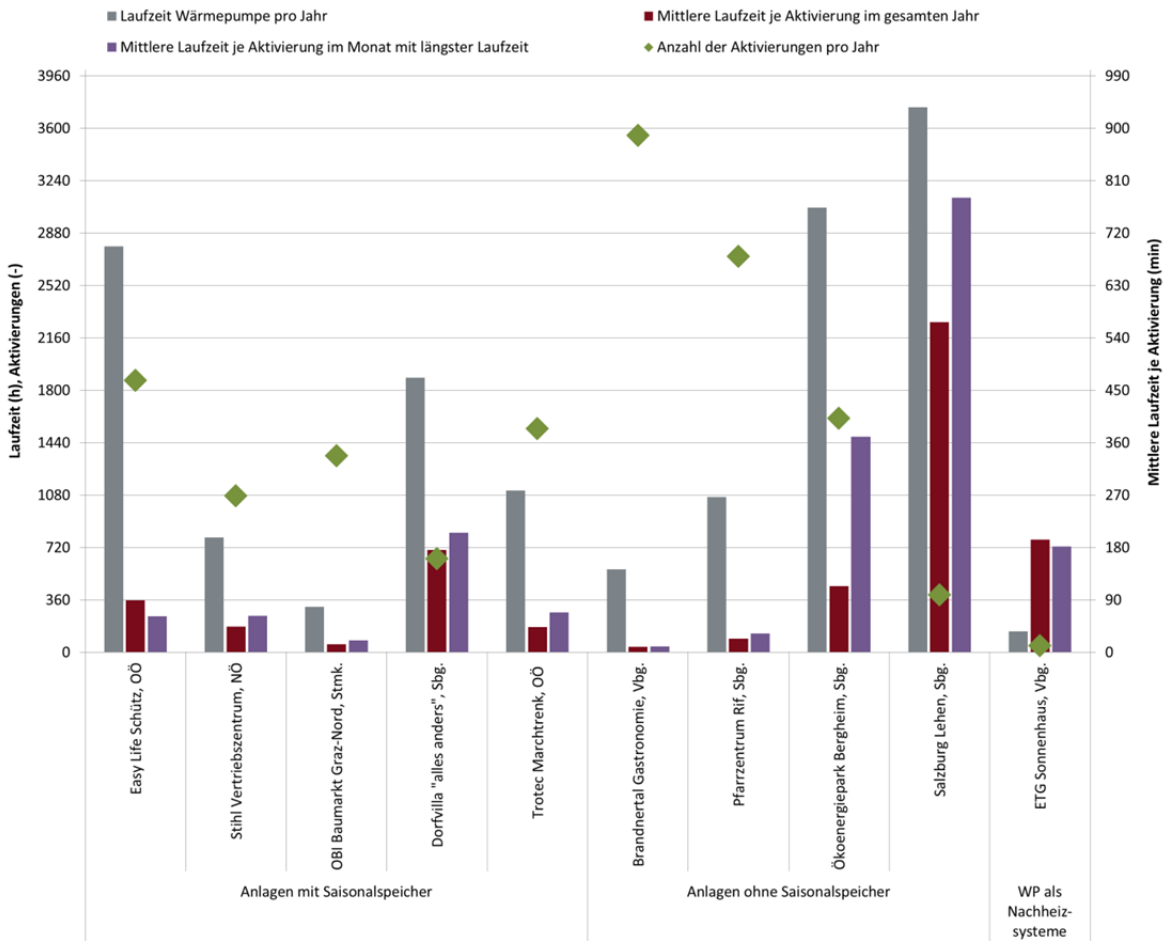


Abbildung 38: Laufzeiten und Analyse der Aktivierungen der Wärmepumpe

Zusammenfassung

Die Kombination von Wärmepumpen mit Solarthermie spielt im Programm „Solare Großanlagen“ eine zunehmend größere Rolle. Es wurden bereits 10 Anlagen realisiert, weitere 14 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 vielerlei 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 zwei Projekten mit thermisch aktivierten Fundamentplatten die einjährige Monitoringphase mit beachtlichen Ergebnissen (solare Deckungsgrade von 52% im Projekt „Pfarrzentrum Rif" bzw. 97% im Projekt „ETG-Sonnenhaus") abgeschlossen. Zwei weitere Projekt, das Projekt HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH" als auch das Projekt „Gemeindezentrum Hallwang" sind zum Zeitpunkt der Berichtslegung in der finalen Phase der einjährigen Monitoringphase. Elf weitere Projekte mit Bauteilaktivierung durchlaufen aktuell die Detailplanungs- und Umsetzungsphase. Abbildung 39 zeigt diese 15 Projekte gereiht nach Bruttokollektor-fläche und beinhaltet als Zusatzinformation das Gesamtvolumen der thermisch aktivierten Bauteile. Die Bandbreite der Bruttokollektorflächen reicht von 51 bis 1.411 m . 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 Veranstaltungstentren im kirchlichen als auch kommunlaen Bereich reicht hier das Spektrum.

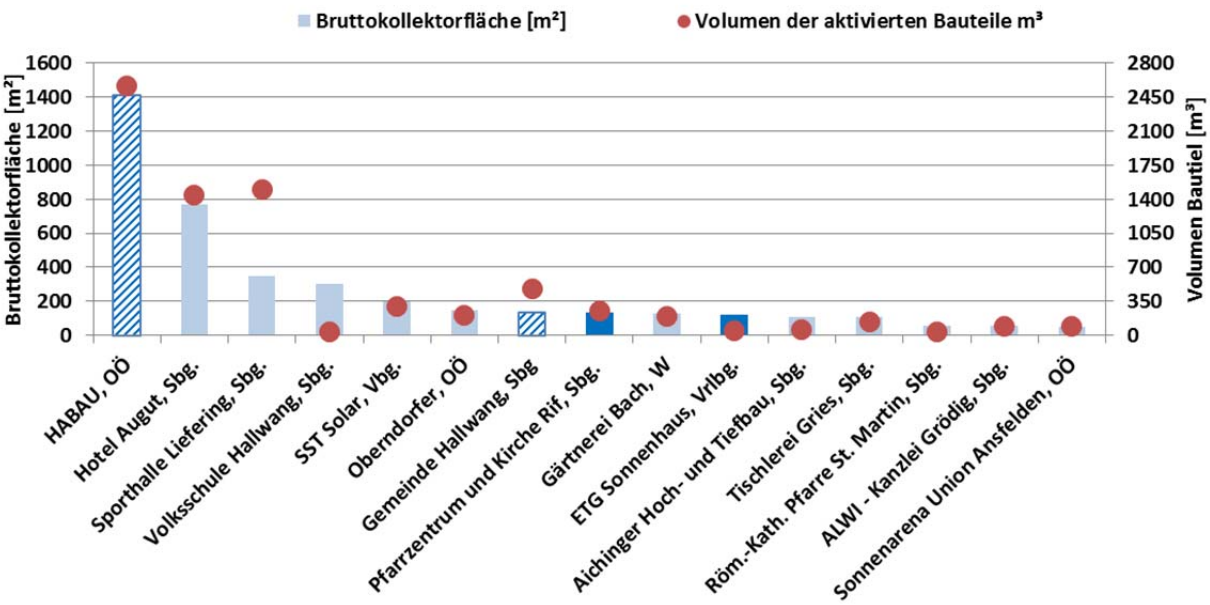


Abbildung 39: Darstellung aller zum Zeitpunkt der Berichtslegung für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählter Projekte mit thermisch aktivierten Bauteilmassen. Die blauen Balken repräsentieren Projekte mit abgeschlossener und die blau-weiß schraffierten Balken Projekte mit laufender Monitoringphase. Die hellblauen Balken repräsentieren Projekte in der Detailplanungs- und Umsetzungsphase.

Neben den thermisch aktivierten Bauteilen haben diese 15 Projekte noch gemeinsam, dass sie allesamt auf hohe solare Deckungsgrade abzielen. Die Bandbreite der prognostizierten solaren Deckungsgrade liegt zwischen 50 und 100% am gesamten Wärmebedarf, wobei bei zwei Projekten die Prognosewerte mit gemessenen solaren Deckungsgraden von 52% und 97% ausgezeichnet bestätigt werden konnten.
Interessant ist in diesem Zusammenhang die Dimensionierung der Speichervolumina bzw. die Aufteilung zwischen Wasser- und Bauteilspeicher, die in Abbildung 40 dargestellt ist. Umgerechnet auf ein Wasseräquivalent (siehe auch Kapitel 5.5) liegen die einzelnen spezifischen Bauteilspeichervolumina mit 6 bis 188 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$ in einer erheblichen Bandbreite. Der durchschnittliche Wert beträgt 71 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$. Im Vergleich dazu liegt das durchschnittliche spezifische Wasserspeichervolumen bei 57 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$. 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 Wasserspeicher-volumen liegt in einem Spektrum zwischen 72 und 231 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$. Das durchschnittliche Gesamtspeichervolumen beträgt 128 l/m $_{\text{Bruttokollektorfläche}}$.

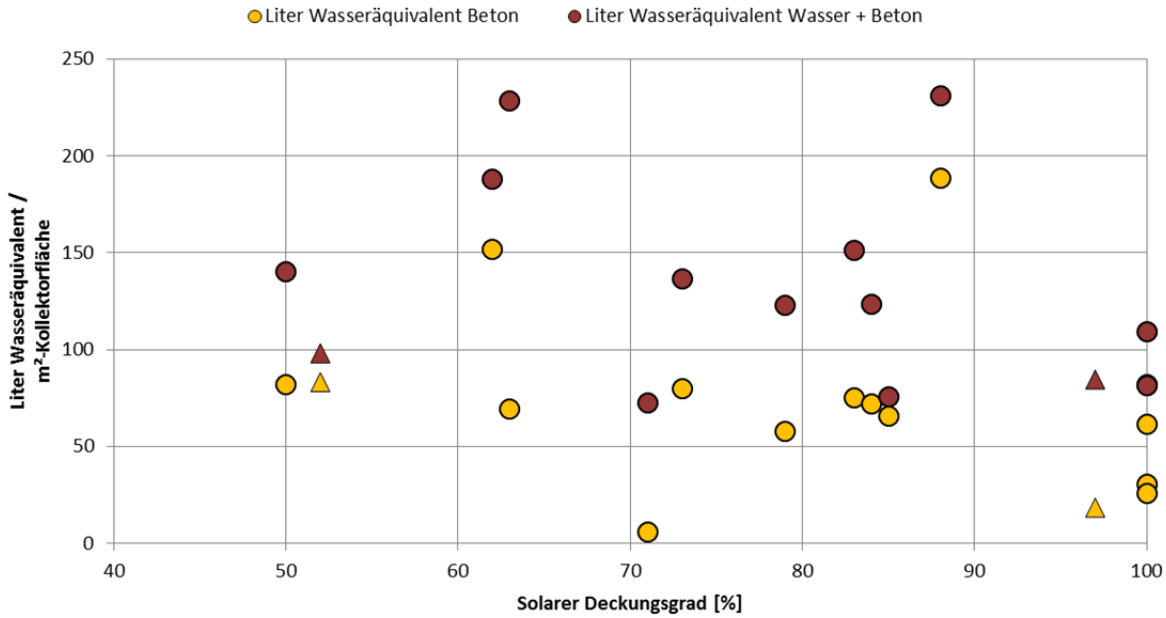


Abbildung 40: Darstellung der spezifischen Speichervolumina (Wasserspeicher und Bauteilspeicher über Wasseräquivalent) für alle zum Zeitpunkt der Berichtslegung für die wissenschaftliche Begleitung ausgewählten Projekte mit thermisch aktivierten Bauteilmassen. Das Darstellungszeichen „Dreieck“ bezieht sich auf die beiden Projekte mit bereits abgeschlossener Monitoringphase.

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 „HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH“, das kurz vor dem Abschluss der Monitoringphase steht, verdeutlicht.

Die Firma HABAU Hoch- und TiefbaugmbH erweiterte in Perg, Oberösterreich ihre Produktionsstätte für konstruktive Betonfertigteile u.a. um eine Halle mit einer Bruttogeschoßfläche von 7.315 m . Die Wärmeversorgung dieser Halle erfolgt mit 1.411 m Bruttokollektorfläche, 80 m Wasserspeicher und mittels konsequenter Bauteilaktivierung der 2.560 m umfassenden Fundamentplatte. Überschüssige Solarwärme (insbesondere außerhalb der Heizperiode) wird in einzelnen Prozessen (insbesondere der beschleunigten Trocknung der produzierten Betonfertigteile) genutzt. Die Ansicht zu diesem Projekt kann Abbildung 41 entnommen werden.

Konkret wurden im Messjahr für die Beheizung der Fertigungshalle 378 MWh Solarwärme eingespeist, was einen solaren Jahresdeckungsgrad von rund 94% alleine für die Hallenheizung bedeutet. Darüber hinaus konnten 186 MWh in die Trocknungsprozesse eingespeist werden. Der spezifische Solarertrag betrug für das Messjahr 435 kWh/m $_{\text{Apertur}}$a.

Abbildung 41: Ansicht des Projekts „HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH" mit 1.411 m Bruttokollektorfläche (Bildquelle: www.kuster.co.at)

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 maximal gemessene mittlere Kollektorvorlauftemperatur betrug in der Heizperiode (Funktion Bauteilaktivierung) rund 50°C. Deutlich ersichtlich ist dies in Abbildung 42, in der alle Wärmemengen (5 Minuten Mittelwerte) über den zugehörigen Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreislauf aufgetragen wurden. Deutlich sind zwei Betriebsmodi zu erkennen und zwar ein Betriebsmodus in dem in der Heizperiode die Bauteilaktivierung bedient wird (Solarvorlauftemperaturen von 15°C bis 50°C) und ein Betriebsmodus in dem in den Sommermonaten (oder bei Überschüssen auch in der Heizperiode) die Fertigungsprozesse versorgt werden (Solarvorlauftemperaturen von 60°C bis 95°C).

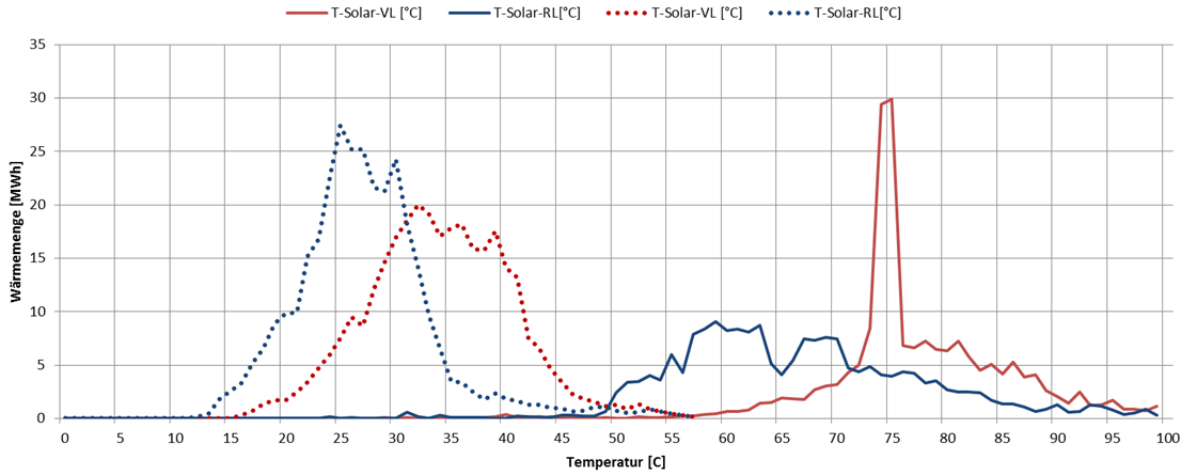


Abbildung 42: Darstellung der vom Solarsystem übertragenen Wärmemenge bei unmittelbarer Zuordnung zum Vor- bzw. Rücklauftemperaturniveau des Solarprimärkreislaufes (Q-T Diagramm). Deutlich sind jene Temperaturniveaubereiche erkennbar, bei denen große Mengen an Wärme übertragen werden, sprich ein Funktionsmodus „Solare Bauteilaktivierung" (strichlierter Bereich) und ein Funktionsmodus „Solare Prozesswärme" (durchgezogener Bereich).

Verdeutlicht wird der Einfluss der unterschiedlichen Temperaturniveaus in den zwei Betriebsmodi anhand der sich dadurch ergebenden Unterschiede im Wirkungsgrad des Solarkollektors. Wie in Abbildung 43 ersichtlich, ergeben sich für den Betriebsmodus

„Solare Bauteilaktivierung" über das Messjahr mittlere Kollektortemperaturen von 34°C und somit ein mittlerer Kollektorwirkungsgrad von 68%.

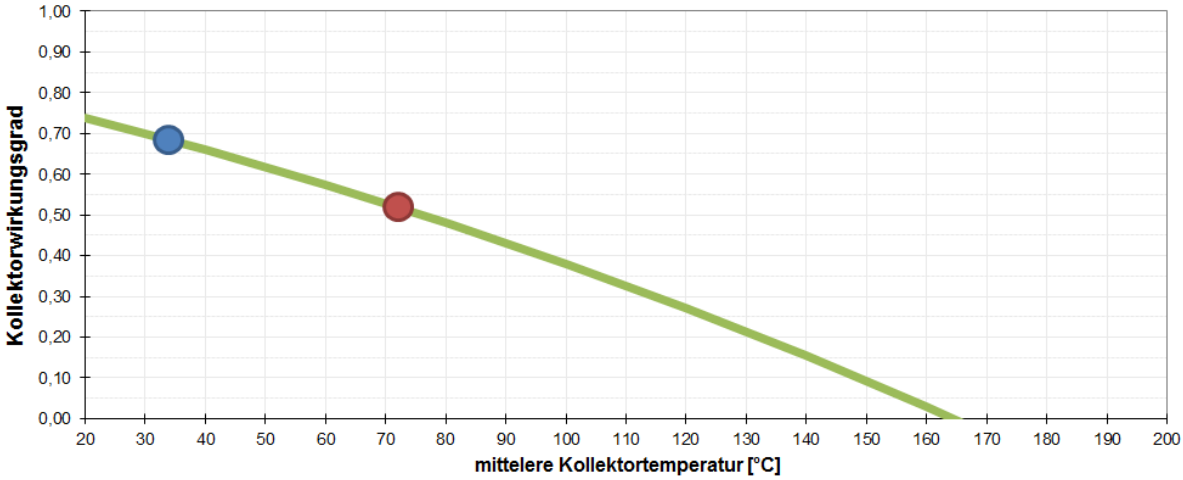


Abbildung 43: Darstellung der Kollektorwirkungsgrade für die mittleren Kollektortemperaturen (5 Minutenmittelwerte über den Zeitraum des einjährigen Monitorings) der zwei unterschiedlichen Betriebsmodi (Blau: „Solare Bauteilaktivierung"; Rot: „Solare Prozesswärme"). Der Verlauf des Kollektorwirkungsgrades (grüne Linie) entspricht dem SolarKeymark Testzertifikat des beim Projekt „HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH" eingesetzten Kollektortyps.

Dadurch kann alleine durch den Hallenheizungsbetrieb ein nutzbarer Solarertrag von rund 290 kWh/m $_{Apertur}$a innerhalb der Heizperiode erreicht werden, was schlussendlich die Basis für die Erreichung des solaren Deckungsgrades in Höhe von 94% darstellt.
Dieser Effekt der tiefen Betriebstemperaturen des Solarsystems in Verbindung mit Bauteilaktivierung ist kein Spezifikum des Projektes „HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH", sondern wird auch bei den anderen Projekten der wissenschaftlichen Begleitung gezielt genutzt.
Die Nutzung von Solarwärme in den Sommermonaten (bzw. auch in Wintermonaten mit reduziertem Heizwärmebedarf), wie sie bei „HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH" mit der Nutzung in den Trocknungsprozessen der Betonteilproduktion umgesetzt wurde, ist die sinnvolle Ergänzung dieses Wärmeversorgungskonzeptes und bringt zusätzlichen Nutzen im Solarertrag und somit in der Wirtschaftlichkeit. Im Projekt der „HABAU Hoch- und Tiefbau GmbH" konnte der spezifische Solarertrag dadurch noch um rund 145 kWh/m $_{Apertur}$a gesteigert werden.

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

Innerhalb der ersten beiden Jahre des Förderprogramms konnte im Zuge der wissenschaftlichen Begleitforschung ein verstärkter Bedarf an sogenannten Mitteltemperaturkollektoren, speziell für den Temperaturbereich 80 bis 120°C, festgestellt werden. Mit hoher Wahrscheinlichkeit hat diese gesteigerte Nachfrage ihre Ursache in dem speziell auf Großanlagen im gewerblichen Bereich ausgerichteten Förderprogramm des Klima- und Energiefonds. Insbesondere im Segment der 2-fach abgedeckten Flachkollektoren erfolgten in den letzten Jahren erhebliche Neuentwicklungen. Waren ursprünglich nur zwei Produkte am Markt, werden aktuell 5 konkurrenzfähige Produkte (drei davon aus Österreich, siehe beispielhaft Abbildung 44) angeboten. Im wissenschaftlich begleiteten Projekt „Fernheizwerk II, Graz" sind in einem 2.490 m großen Kollektorfeld fünf verschiedene 2-fach abgedeckte Kollektorprodukte umgesetzt worden (Abbildung 45).

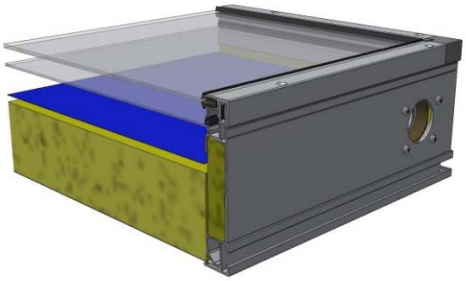


Abbildung 44: Entwicklungsschub an 2-fach abgedeckten Kollektoren in den letzten Jahren (Quelle: GREENoneTEC)

Abbildung 45: Im Zuge einer solaren Integration ins Grazer Fernwärmenetz werden in einem Teilkollektorfeld mit 2.490m Bruttokollektorfläche fünf unterschiedliche 2-fach abgedeckte Flachkollektoren in parallelen Strängen betrieben (Bildquelle: Picfly.at Thomas Eberhard)

Das Teilkollektorfeld ist mit den 2.490 m Bruttokollektorfläche Bestandteil der aktuell größten solarthermischen Anlage, die mit insgesamt 7.490 m Bruttokollektorfläche direkt in den Vorlauf des Fernwärmenetzes in Graz einspeist. Angesichts der Netzvorlauftemperatur von 80 bis 120°C und Netzrücklauftemperaturen von 50 bis 70°C konnte für das Teilkollektorfeld ein betreffend den spezifischen Solarertrag von 489 kWh/m $_{\text{Apertur}}$a, ausgezeichnetes Ergebnis erreicht werden. Integral zu diesem Ergebnis beigetragen haben die in diesem Temperaturbereich deutlich leistungsstärkeren 2-fach abgedeckten Solarkollektoren.

Aufgrund einer für Detailmessungen im Kollektorfeld nicht adäquaten messtechnischen Ausstattung im Rahmen der Begleitforschung konnten innerhalb des Messzeitraums (Juli 2015 bis Juni 2016) keine Aussagen über die Güte der einzelnen Kollektorprodukte gemacht werden. In den beiden Sommermonaten Juli und August 2016 erfolgte in Verbindung mit einem eigens für die Untersuchung von Möglichkeiten für Qualitätsnachweise großer Kollektorfelder gestarteten Forschungsprojekt („MeQuSo - Methodenentwicklung einheitlicher Qualitätsnachweise für solarthermische Großanlagen" - finanziert über das Energieforschungsprogramm des Klima- und Energiefonds) der Einbau von zusätzlicher Messtechnik. Erste Auswertungen zum Ertragsverhalten der unterschiedlichen parallelen Kollektorstränge konnten deshalb am Ende der wissenschaftlichen Anlagenbegleitung (September 2016) noch durchgeführt werden. Stellvertretend für die Messergebnisse im September 2016 wurden die Leistungsverläufe der unterschiedlichen parallelen Gruppen mit unterschiedlichen Kollektorprodukten an einem einzelnen Schönwettertag im September ausgewertet und in Abbildung 46 dargestellt.

Es zeigte sich, dass für diesen einen Tag die Differenzen in den spezifischen Leistungen bei Leistungsmaxima bis 17% ausmachten. Zu beachten ist, dass diese ersten Messergebnisse nur eine Punktaufnahme darstellen und im Detail im speziell dafür aufgesetzten Forschungsprojekt „MeQuSo" analysiert, angepasste Auswertealgorithmen entwickelt bzw. weitere spezifische Messungen durchgeführt werden.

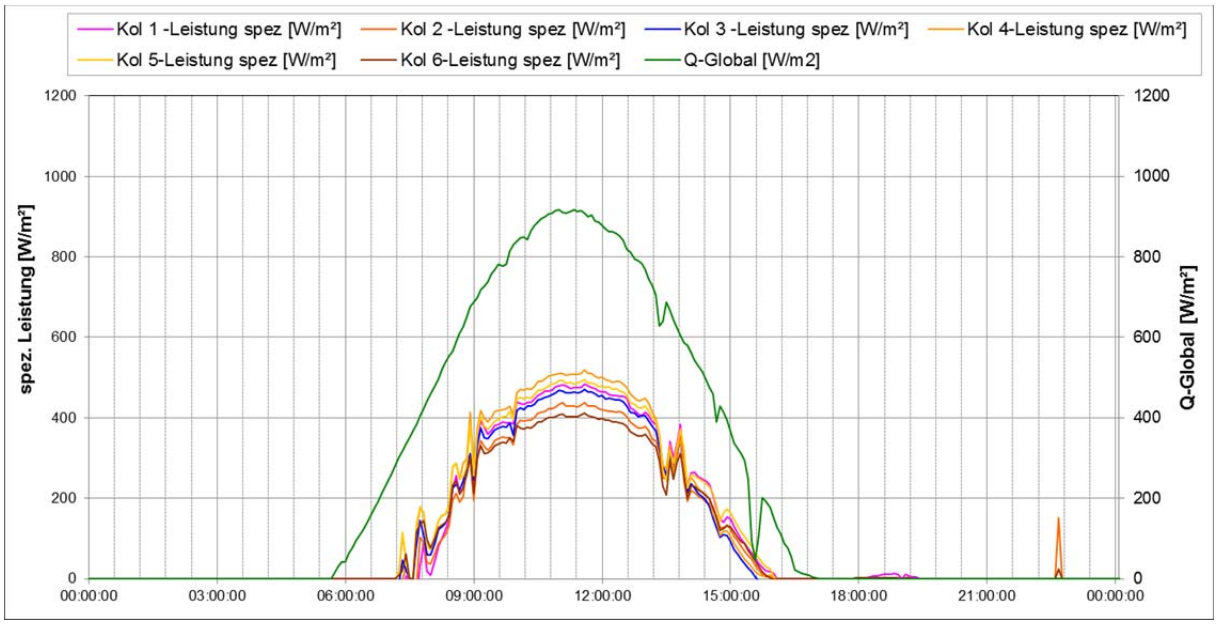


Abbildung 46: Beispielhafter Verlauf der spezifischen Leistungen der einzelnen Subkollektorfelder und der Globalstrahlung der Anlage „FHW II Graz" an einem nahezu wolkenlosen Septembertag im Jahr 2016.

7.4 Nahwärme Eibiswald - Erweiterung einer 1.250 m großen Kollektorfläche aus dem Jahr 1997 mit 1.200 m Kollektorfläche im Jahr 2012

Seit 1994 betreibt die Nahwärme Eibiswald ein Biomasse-Heizwerk zur Wärmeversorgung verschiedener Gebäude in Eibiswald. Zur Optimierung des Sommerbetriebes wurde 1997 eine Solaranlage mit einer Kollektorfläche von rund 1.250 m und ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 105 m in Betrieb genommen. Die Solaranlage wurde damals auf eine 90% solare Deckung des Netzes in den Monaten Juli und August ausgelegt. Inzwischen ist aufgrund von erfolgreichen Neukundenakquisen der Sommerbedarf des Netzes (und auch der Winterbedarf) stark angestiegen. Dementsprechend ist der Solaranteil bei gleichbleibendem Solarenergieertrag in den Sommermonaten gesunken. Vor diesem Hintergrund wurde von der Nahwärmegesellschaft aufgrund der durchwegs positiven Erfahrungen mit der Erstanlage eine Vergrößerung der solaren Erzeugungskapazität beschlossen. Die Kollektorfläche der neu errichteten Anlage beträgt 1.200 m (55% herkömmliche 1-fach abgedeckte Flachkollektoren sowie 45% 2-fach abgedeckte Flachkollektoren). Wie in Abbildung 47 (rechts) ersichtlich, wurden die Kollektoren auf dem Dach des neu errichteten Hackgutlagerraums installiert.

Abbildung 47: Ansicht der beiden Kollektorfelder als Panoramafoto (links: 1.250 m Altbestand; rechts: 1.200 m Neubau) der Anlage "Nahwärme Eibiswald", Bildquelle: AEE INTEC

Die spezifischen Ertragsprognosen im Zuge der Fördereinreichung lauteten seitens der Nahwärme Eibiswald für die 15 Jahre alte Anlage 402 kWh/m $_{Apertur}$a und für die neu errichtete Anlage 450 kWh/m $_{Apertur}$a (siehe Abbildung 48). Am Ende der einjährigen Monitoringphase hatte die Altanlage einen spezifischen Ertrag von 356 kWh/m $_{Apertur}$a erzielt, was trotz Unterschreitung der Betreiberprognose einen grundsätzlich zufriedenstellenden Wert für einen herkömmlichen Flachkollektor mit Baujahr 1997 bedeutet. Die Neuanlage erzielte einen Ertrag von 507 kWh/m $_{Apertur}$a. Die Ertragsunterschiede zwischen den beiden Kollektorfeldern liegen einerseits in der Umsetzung von Flachkollektoren der neuesten Generation bzw. einem Flächenanteil von 45% 2-fach abgedeckten Flachkollektoren sowie andererseits in der Alterung des 15 Jahre alten Flachkollektors begründet. Wobei zu erwähnen ist, dass beide Kollektorfelder ausgezeichnete Ergebnisse liefern.

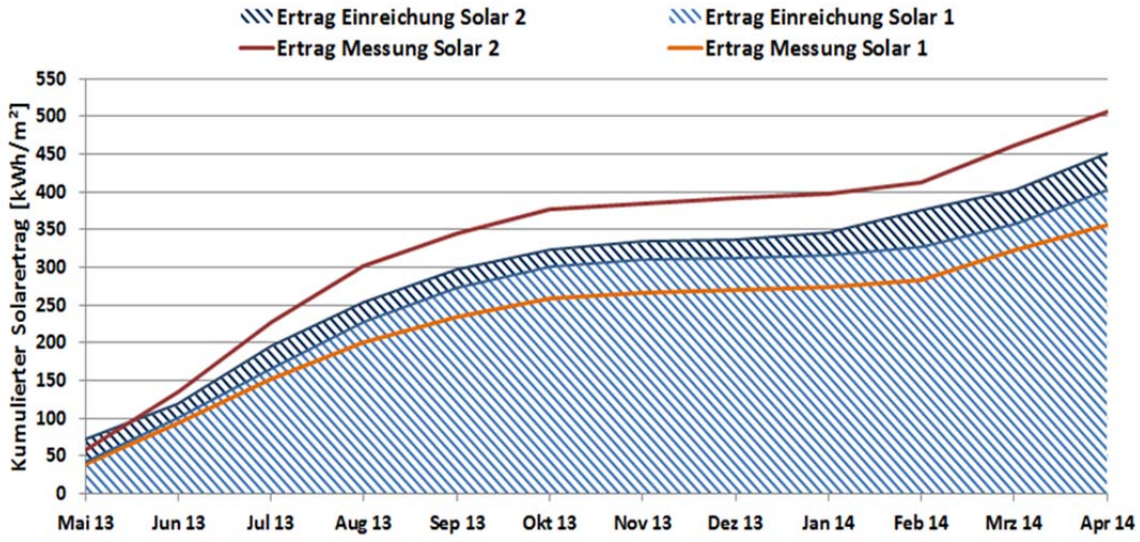


Abbildung 48: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge getrennt nach Kollektorfeld (Feld 1: Bestand, Feld 2: Neuerrichtung) der Anlage „Nahwärme Eibiswald“ (Mai 2013 bis April 2014)

7.5 Kombinierte Verschaltungen bestehend aus 1-fach abgedeckten und 2-fach abgedeckten Flachkollektoren (kaskadische Verschaltung)

Anhand der von der Nahwärme Eibiswald errichteten Neuanlage im Umfang von 1.200m Kollektorfläche wurde erstmals in Österreich eine Kombination von 1-fach und 2-fach abgedeckten Kollektoren messtechnisch untersucht. Bei dieser Anlage wurden sowohl

einzelne Teilfelder zur Gänze mit 1-fach bzw. 2-fach abgedeckten Flachkollektoren installiert als auch kaskadische Verschaltungen (der erste Teil eines seriellen Strangs mit 1-fach abgedeckten und der zweite Teil mit 2-fach abgedeckten) umgesetzt (siehe Abbildung 49) und mit entsprechender Messtechnik (Wärmemengenzähler) ausgestattet.

Über ein Messjahr zeigte die kaskadische Schaltung mit 43,9 MWh die besten Ergebnisse. Interessant ist, dass unter den Betriebsbedingungen der Anlage Eibiswald der einfach abgedeckte Strang mit 42,7 MWh geringfügig bessere Ergebnisse erzielte als der zur Gänze 2-fach abgedeckte Strang. Zu erwähnen bleibt, dass die Interpretation derartiger Messergebnisse hinsichtlich der Genauigkeit der Messgeräte grenzwertig ist. Die Ergebnisse auf Monatsbasis können Abbildung 50 entnommen werden.

Als Ergebnis relevant ist aber, dass die kaskadische Nutzung unterschiedlicher Kollektortypen bei bestimmten Anwendungsgebieten (Temperaturniveaus) aus Gründen der Ertragsoptimierung und der Kostensenkung eine interessante Option darstellt.

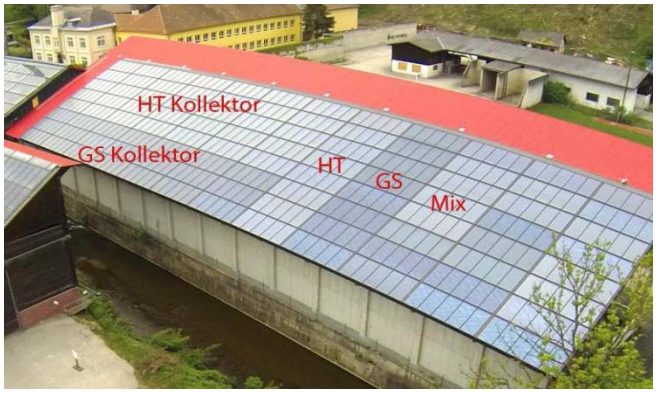
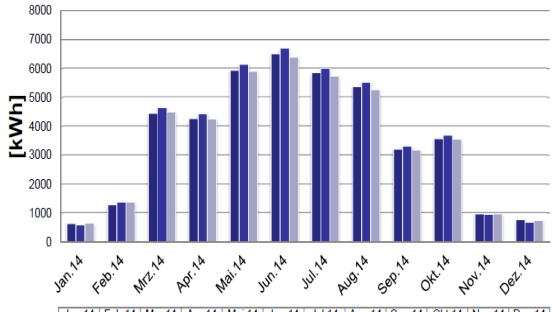


Abbildung 49: Hydraulische Kombination der 1- und 2-fach abgedeckten Flachkollektoren. HT Kollektor steht dabei für einen 2-fach abgedeckten und GS Kollektor für einen 1-fach abgedeckten Flachkollektor (Quelle: Nahwärme Eibiswald)



	Jan.14	Feb.14	Mrz.14	Apr.14	Mai.14	Jun.14	Jul.14	Aug.14	Sep.14	Okt.14	Nov.14	Dez.14
Solar GS	633	1292	4437	4253	5918	6497	5835	5358	3203	3566	970	770
Solar MX	592	1378	4643	4427	6129	6678	5992	5511	3316	3678	948	679
Solar HT	639	1369	4481	4250	5873	6382	5721	5260	3171	3556	966	747

Abbildung 50: Darstellung der monatlichen Solarerträge der reinen 1-fach abgedeckten Kollektoren (GS), der reinen 2-fach abgedeckten Kollektoren (HT) und der kombinierten Verschaltung (Mix); (Quelle: Nahwärme Eibiswald)

7.6 Neue Verankerungsmethoden mit Potenzial zur Kostensenkung bei Freiflächenmontagen

Die statische Verankerung von Freiflächenmontagen erfolgte in der Vergangenheit ausschließlich mit Beschwerung durch Betonballast. Im Projekt „Fleischwaren Berger (1.067 m , 2-fach abgedeckter Kollektor; wissenschaftliche Begleitung endete im Jänner 2015) kam erstmals in Österreich ein Montagesystem basierend auf Stahlankern zum Einsatz. Spezielle, in das Erdreich gebohrte Stahlanker sorgten dabei für den Entfall von Betonballast und für eine einfache Nivellierung der Unterkonstruktion (siehe Abbildung 51, linke und rechte Darstellung). Die Methode der Stahlanker reduziert einerseits die Kosten im Vergleich zum Betonballast und erhöht andererseits auch die Sicherheit bei gesteigerten Windlasten. Die fertig montierte Kollektorfläche ist in Abbildung 52 dargestellt.

Eine Weiterentwicklung stellen spezielle Rammprofile aus Stahl dar, die noch einfacher montiert werden können und gleichzeitig auch kostengünstiger sind als das System Stahlanker. Erstmals in Österreich umgesetzt wurden die Rammprofile im Projekt der solaren Integration ins Grazer Fernwärmenetz (2.490 m freiflächenmontiert; aktuell

läuft zu diesem Projekt die einjährige Monitoringphase). Eine Detailaufnahme zu den fertig montierten Kollektorreihen kann Abbildung 53 entnommen werden.

Abbildung 51: Montage der Stahlanker für die Aufnahme der Kollektoren am Betriebsareal (linke Abbildung, Bildquelle: ÖKOTECH) sowie beispielhafte Abbildung eines für die Montage des Kollektorfeldes verwendeten Stahlankers (rechte Darstellung, Bildquelle: terrafix)

Abbildung 52: Ansicht der bodenmontierten 1.067 m großen Kollektorfläche (Bildquelle S.O.L.I.D.)

Abbildung 53: Detailansicht zu den im Projekt „Fernheizwerk II, Graz" (2.490 m) zum Einsatz gekommenen Rammprofilen (Bildquelle AEE INTEC)

7.7 Solarkreisläufe mit Wasser als Wärmeträgermedium

Im Rahmen der einjährigen Monitoringphase der Projekte „Beschlägefabrik Blum" und „Pumpenfabrik Kral" konnten wichtige Erkenntnisse in Bezug auf eine systemtechnische Vereinfachung im Solarkreis gewonnen werden. Konkret wurde in diesen Projekten das von einem Solaranbieter speziell entwickeltes Konzept „Aqua System" umgesetzt. Dieses Konzept beruht auf der Verwendung eines sehr hochwertigen Sonnenkollektors (in diesem Fall ein sehr hochwertiger Röhrenkollektor) und die Nutzung von Wasser (ohne Glykolanteil) als Wärmeträger. Die Vermeidung von Frostschäden in den Wintermonaten wird durch dosierten Wärmeinput aus dem Pufferspeicher realisiert. Aufgrund der sehr geringen Wärmeverluste des Röhrenkollektors kann der Energiebedarf dafür in Grenzen gehalten werden. Die Messergebnisse zu den beiden Projekten zeigten, dass der Wärmebedarf für die Frostschutzschaltung rund 4% des Bruttosolarertrags ausmacht, was unter Berücksichtigung des Wegfalls eines hydraulischen Kreislaufes und der wärmetechnischen Vorteile von Wasser als durchaus vielversprechend erachtet werden kann. Voraussetzung für die zufriedenstellende Funktion ist jedoch ein hocheffizienter Kollektor, ein entsprechendes Temperaturerfassungs- und Regelungssystem sowie die Sicherstellung der Stromversorgung.

7.8 Solarsysteme als integraler Bestandteil multivalenter Wärmeversorgungssysteme

In Zuge der Durchführung der Einreichberatung zu 282 solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen sowie der umfangreichen Arbeiten betreffend die einjährigen Monitoringphasen (für 37 Projekte abgeschlossen, für weitere 13 Projekte gestartet) wurde deutlich, dass Solarthermieanlagen, sofern nicht Hauptheizungssystem, integraler Bestandteil von multivalenten Wärmeversorgungssystemen sind. Ob in Kombination mit Wärmepumpensystemen, Sommerbetrieb in Wärmenetzen, netzgekoppelte Wärmeversorgung für den urbanen Bereich, als Ergänzung zu KWK-Anlagen und Vorwärmstufen auf Basis von Abwärme, als gebäudeintegriertes Element, als Antrieb für thermische Kühlmaschinen oder als Element von autarken Wärmeversorgungslösungen, solarthermische Anlagen übernehmen wichtige Beiträge im aktuellen und im zukünftigen Energiesystem. Das Monitoring und die damit verbundene Auseinandersetzung mit derartigen multivalenten Energieversorgungsanlagen liefern dabei die Basis für die Entwicklung des künftigen Energiesystems mit grundsätzlich hoher Energieeffizienz und hohen Anteilen erneuerbarer Energieträger.

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 29 Projekte) sind in Abbildung 54 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 €/m und 2.100 €/m . Der Großteil der Systemkosten (19 Anlagen) liegt zwischen 500 €/m und 1.000 €/m . Deutlich wird auch die große Streuung der Systempreise insbesondere bei kleineren Anlagen (zwischen 100 und 500 m). 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 m werden häufig noch vom klassischen Installateur verkauft und montiert). Bei Anlagen größer 500 m 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 m Bruttokollektorfläche bei Anlagengrößen zwischen 5.000 und 70.000 m Kollektorfläche) wird aber noch erhebliches Reduktionspotenzial ersichtlich.

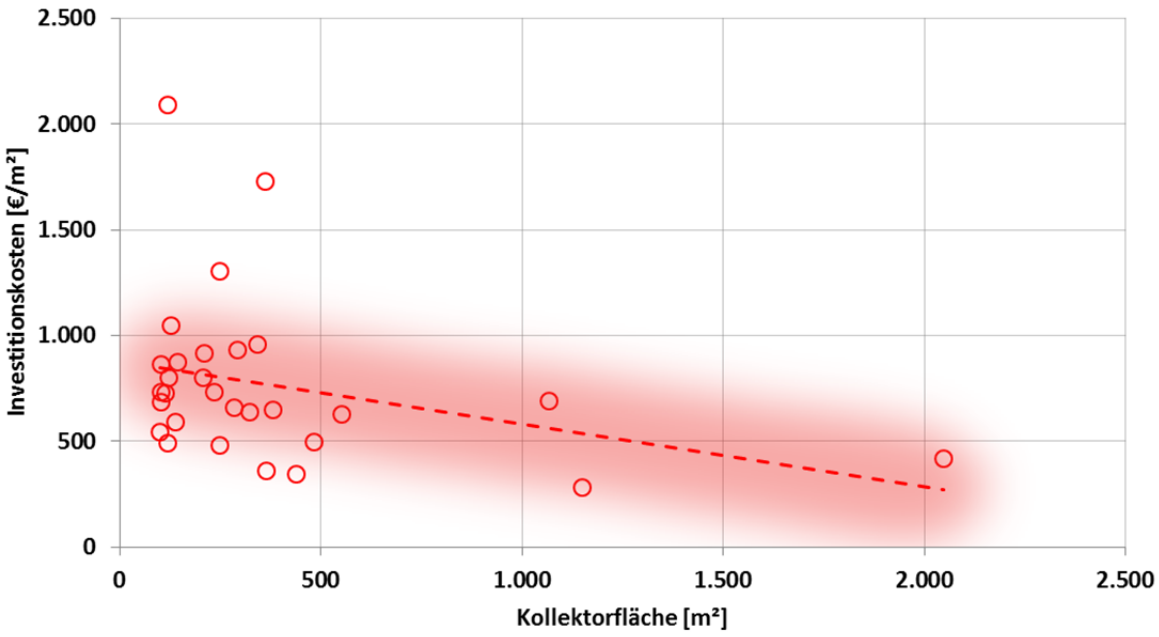


Abbildung 54: Spezifische Systemkosten in EUR/m Bruttokollektorfläche (29 verfügbare Datensätze); Die rote Linie stellt die lineare Trendkurve dar.

Die Förderung solarthermischer Großanlagen durch die öffentliche Hand ist aktuell 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. Zukünftig wären aber Überlegungen notwendig, 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.

9 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2010:
Christian Fink, Waldemar Wagner,: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2010

Fink et al., 2016a:
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., 2016b:
Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., 2016c:
Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., 2016d:
Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

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