Kanton Zürich
Baudirektion

Pilotprojekt Obfelden

Emissionsfreie Wärmeerzeugung mit tiefer Erdwärmesonde, effizienter Niederhub-Wärmepumpe und optimierter Wärmeverteilung

Quelle: Halter AG (Visualisierung)

Abschlussbericht Kanton Zürich
Zwischenstand des Projektes per Ende 2020

Datum: 12. Dezember 2020
Ort: Oerlikon

Subventionsgeber/innen:
Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kanton Zürich - Baudirektion
Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft (AWEL)
Stampfenbachstrasse 12, 8090 Zürich
www.zh.ch/de/energie

Subventionsempfänger/innen:
Allianz 2SOL
Andreasstrasse 5
8050 Zürich
www.2SOL.ch

Halter Immobilien AG
Hardturmstrasse 134
8005 Zürich
www.halter.ch

SPF Institut für Solartechnik
OST Ostschweizer Fachhochschule
Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil
www.spf.ch

Autoren:
Marc Bätschmann, Allianz 2SOL, marc.baetschmann@2sol.ch
Philippe Goffin, Allianz 2SOL, goffin@2sol.ch
Sascha Crameri, SPF Institut für Solartechnik, sascha.crameri@spf.ch
Igor Bosshard-Mojic, SPF Institut für Solartechnik, igor.bosshard@ost.ch
Daniel Zenhäusern, SPF Institut für Solartechnik, daniel.zenhaeusern@ost.ch

Projektbegleitung:
Men Wirz, BFE, men.wirz@bfe.admin.ch
Marc Köhli, BFE, koehli@enerconom.ch
Beat Lehmann, AWEL ZH, beat.lehmann@bd.zh.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501340-01

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

Zusammenfassung

Im Pilot- und Demonstrationsprojekt (P&D) Sentmatt wurde eine Wärmeversorgung mit dem Ziel eines CO_2-emissionsfreien Betriebes umgesetzt. Dazu wurden zwei Anlagen, jeweils bestehend aus einer Niederhub-Wärmepumpe, einer neuartigen, tiefen Koaxial-Erdwärmesonde und einer Kombi-Solaranlage, zusammengesetzt aus einem Solarhybridkollektor-Feld und einem Feld mit unabgedeckten selektiven Solarkollektoren, realisiert. Diese dezentralen P&D-Anlagen versorgen jeweils fünf Wohnungen einer grösseren Überbauung mit insgesamt 119 Wohnungen und einer EBF von 12'900 m^2 auf drei Häuser verteilt. Die Wohnungen, die nicht zum P&D-Projekt gehören, werden von einem zentralen Heizungssystem versorgt, welches zusätzlich ein Bestandsgebäude mit höheren Vorlauftemperaturen versorgt. Die Neubauten wurden 2017 fertiggestellt und weisen einen berechneten Heizwärmebedarf von 100 MJ/m^2 auf (SIA 380/1:2009). Neben der innovativen Wärme- und Kälteerzeugung wurde im P&D-Teil auch eine neuartige Wärmeverteilung realisiert. So wurde im P&D-Teil, zusätzlich zu den in allen Gebäuden installierten thermoaktiven Bauteilsystemen (TABS), eine aktive Heizkreisverteilung (aHKV) realisiert. Bei der aHKV kommen im Heizkreisverteiler keine Regelventile zum Einsatz, sondern kleine Pumpen mit einer geringen Leistungsaufnahme, welche die einzelnen Heizkreise mit den benötigten Volumenströmen versorgen. Eine Hauptpumpe im Technikraum ist weiterhin vorhanden. Diese überbrückt den Druckverlust bis zu den Heizkreisverteilern.

Das Monitoring und alle Komponenten der dezentralen Anlagen sind Ende 2019 in Betrieb genommen worden. Die Auswertung der ersten zehn Monate im Heiz- und Kühlbetrieb haben einerseits aufgezeigt, dass das Konzept funktioniert und die Niederhub-Wärmepumpe in Kombination mit der tiefen Erdwärmesonde eine hohe Effizienz aufweist. Anderseits wurde auch Optimierungspotenzial aufgedeckt, welches nun in den nächsten Wochen umgesetzt wird. Ein weiterer wichtiger Meilenstein im Projekt war die Installation der neuartigen Koaxialen-Erdwärmesonden. Diese funktioniert einwandfrei und liefert hohe Quellentemperaturen für die Wärmepumpe. Die Regeneration des Erdreiches über die Erdwärmesonden und die Solaranlage kann zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund der kurzen Betriebszeiten nicht abschliessend abgehandelt werden. In den nächsten drei Jahren wird die Auswertung der Monitoringdaten hierzu weitere Erkenntnisse liefern.

Die Auswertung der aHKV hat sich im Rahmen dieses Projektes als schwierig erwiesen. Dennoch konnten einige wertvolle Erkenntnisse gewonnen werden. Aus Sicht der Autoren ist der Einsatz einer aHKV kritisch zu beurteilen. Denn der damit erzielbare Nutzen scheint eher gering zu sein, gegenüber den möglichen Fehlern, die bei der Umsetzung auftreten können.

Das Projektteam ist zuversichtlich, dass im weiteren Verlauf des Projektes weitere für die Praxis relevanten Erkenntnisse gewonnen werden können.

Résumé

Folgt im Schlussbericht

Summary

Folgt im Schlussbericht

Take-home messages

- Eine hohe Systemeffizienz ist auch mit kleinen dezentralen Wärmepumpensystemen in Kombination mit Solarenergie und tiefen Erdwärmesonden erreichbar.
- Die Regeneration von Erdwärmesonden funktioniert.
- Erdwärmesonden mit 450 m Tiefe liefern der Wärmepumpe Temperaturen von 14-15°C.
- Eine einfache Hydraulik reduziert mögliche Fehler in der Planung und Installation und vereinfacht die Inbetriebnahme sowie die Betriebsoptimierung.
- Nach der Inbetriebnahme der Erdwärmesonden im Januar dauerte es fast sechs Monate, bis die gröbsten Fehler ermittelt und behoben werden konnten. Bei neuen Anlagen muss also mindestens mit einem halben bis einem ganzen Jahr Betriebsoptimierung gerechnet werden, abhängig von der Komplexität der Anlage (Bürobau, Wohnungsbau etc.).
- Eine Systemüberwachung ist auch bei einfachen Anlagen zu empfehlen. So haben sich im Projekt beispielsweise zwei baugleiche Wärmepumpen ganz anders verhalten. Während die eine Wärmepumpe einwandfrei funktionierte, wurden bei der zweiten Wärmepumpe mehrfach Ausfälle registriert, aufgrund eines Defekts bei der Elektronik.
- Kleine Fehler, wie zum Beispiel ein falsch eingestellter Druckwächter bei der Solaranlage, können zu grossen Energieeffizienzeinbussen führen. Mit einem Monitoring können solche Fehler rasch festgestellt und behoben werden.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung **3**
Résumé **4**
Summary **4**
Take-home messages **4**
Abkürzungsverzeichnis **6**
1 Einleitung **7**
1.1 Motivation des Projektes 7
1.2 Projektziele 7
2 Anlagenbeschrieb **8**
2.1 Objekt 8
2.2 Energiekonzept Überbauung Sentmatt 9
2.3 Heizsysteme 10
2.4 Anlagenregelung 14
2.5 Solaranlage 16
2.6 Koaxial-Erdwärmesonde (K-EWS) 17
2.7 Niederhub-Wärmepumpe 21
2.8 Aktive Heizkreisverteilung 22
3 Messkonzept **23**
3.1 Monitoring Haus A 23
3.2 Monitoring Haus B 25
3.3 Messmittel und Messunsicherheiten 26
3.4 KPI – Key performance indicators 27
4 Ergebnisse und Diskussion **30**
4.1 Inbetriebnahme Monitoring 30
4.2 Energieflüsse und Energiebilanzen 31
4.3 Auswertung Solaranlagen 33
4.4 Niederhub-Wärmepumpe 35
4.5 Erdreichregeneration 37
4.6 Warmwasserspeicher 40
4.7 Thermoaktive Bauteilsysteme (TABS) 41
4.8 Aktive Heizkreisverteilung 44
4.9 Kosten/Nutzen Vergleich 46
4.10 Turbo-Wärmepumpe vs. Niederhub-Wärmepumpe 46
4.11 Auswertung Haus C 47
5 Schlussfolgerungen und Fazit **47**
6 Ausblick und zukünftige Umsetzung **48**
7 Nationale und internationale Zusammenarbeit **48**
8 Kommunikation **49**
9 Publikationen **49**
10 Literaturverzeichnis **50**
11 Anhang **51**
11.1 Impressionen Inbetriebnahme und Installation 51

Abkürzungsverzeichnis

aHKV	Aktive Heizkreisverteilung
BFE	Bundesamt für Energie
EWS	Erdwärmesonde
K-EWS	Koaxiale Erdwärmesonde
KPI	Key performance indicators
MFH	Mehrfamilienhaus
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
TABS	Thermoaktive Bauteilsysteme
TES	Thermischer Energiespeicher

1 Einleitung

1.1 Motivation des Projektes

Im Pilot- und Demonstrationsprojekt (P&D) Sentmatt wurde eine Wärmeversorgung mit dem Ziel eines CO_2-emissionsfreien Betriebes umgesetzt. Dazu wurden zwei Anlagen, jeweils bestehend aus einer Niederhub-Wärmepumpe, einer neuartigen tiefen Koaxial-Erdwärmesonde und einer Kombi-Solaranlage, zusammengesetzt aus einem Solarhybridkollektor-Feld und einem Feld mit unabgedeckten selektiven Solarkollektoren, realisiert. Die eingesetzte Niedertemperatur-Flächenheizung ermöglicht ein effizientes Heizen im Winter sowie Kühlen im Sommer mit geringem Primärenergieverbrauch. Dank der Nutzung der Solarenergie und der Abwärme aus der aktiven Kühlung, kann das Erdreich über die Erdwärmesonde (EWS) saisonal regeneriert werden.

Das P&D-Projekt bezieht sich nicht auf die gesamte Überbauung, sondern auf einen relativ kleinen Teil davon. Dabei wird ein dezentraler Ansatz anhand zweier unabhängiger Kleinanlagen mit je 20 kW Heizleistung demonstriert und untersucht. Jedes System versorgt jeweils fünf Wohnungen. Dieser dezentrale Ansatz ermöglicht eine optimale Abstimmung zwischen Quelle, Transformation und Senke. Des Weiteren ergeben sich erhebliche Vorteile durch die vereinfachte Hydraulik, dank weniger horizontalen Leitungen, einer geringeren Anzahl Komponenten (Aktoren), einer einfacheren Systemregelung und somit auch einer einfacheren Planung. Das Risiko von Fehlern in der Installation ist bei kleineren dezentralen Anlagen geringer und hat beim Auftreten eines Fehlers nur einen begrenzten Einfluss.

1.2 Projektziele

Das Projekt Sentmatt ist eine exemplarische Umsetzung des 2SOL-Prinzips, welches die technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer Siedlung mit minimalen Emissionen im Betrieb aufzeigen soll. Die Ziele des vorliegenden Projekts im Detail sind:

- Nachweis, dass hocheffiziente Systeme als Kleinanlagen möglich sind
- Einsatz von zwei 450 m tiefen Koaxial-Erdwärmesonden mit einem neuen innovativen Konstruktionsprinzip und ohne Hinterfüllung des Bohrloches
- Erkenntnisse aus dem Einsatz der neuen Erdwärmesonde in Kombination mit einer Niederhub-Wärmepumpe
- Erkenntnisse für die Dimensionierung/Komponentenabstimmung, insbesondere durch den Vergleich von zwei hydraulisch unterschiedlichen Systemen
- Einfluss der Bedarfsregelung einzelner Heizkreise (aHKV) auf die Systemeffizienz
- Erkenntnisse über das Verhalten der Komponenten einzeln und im Zusammenspiel, insbesondere der saisonalen Wärmespeicherung mit vollständiger Regeneration
- Erkenntnisse über den Einsatz von selektiven, unabgedeckten Solarabsorbern im Vergleich mit PVT-Kollektoren zur Regeneration von Erdwärmesonden und Direktnutzung zur Vorwärmung des Brauchwarmwassers.

2 Anlagenbeschrieb

2.1 Objekt

Das Neubauprojekt in Obfelden ZH, welches 2017 fertiggestellt wurde, besteht aus drei Gebäuden und insgesamt 119 Wohnungen. Ein wesentliches Ziel bei diesem Bauprojekt bestand darin, emissionsarmes Wohnen zu ermöglichen. Die gesamte Energiebezugsfläche (EBF) des Neubauprojektes beträgt 12'900 m^2. Der spezifische Wärmebedarf beträgt gemäss Auslegung 27.8 kWh/(m^2a) (SIA 380/1:2009). Ein zentrales Wärmeversorgungssystem versorgt einen Grossteil des Neubaus und zusätzlich ein angrenzendes, energetisch saniertes Mehrfamilienhaus aus den 1970er-Jahren mit 22 Wohneinheiten. Die zwei dezentralen P&D-Systeme im Haus A und B sind unabhängig vom zentralen System im Haus C und versorgen jeweils fünf übereinanderliegende identische Wohnungen des Neubaus. Die Objekte sind <u>nicht</u> mit einer kontrollierten Wohnungslüftung ausgerüstet.

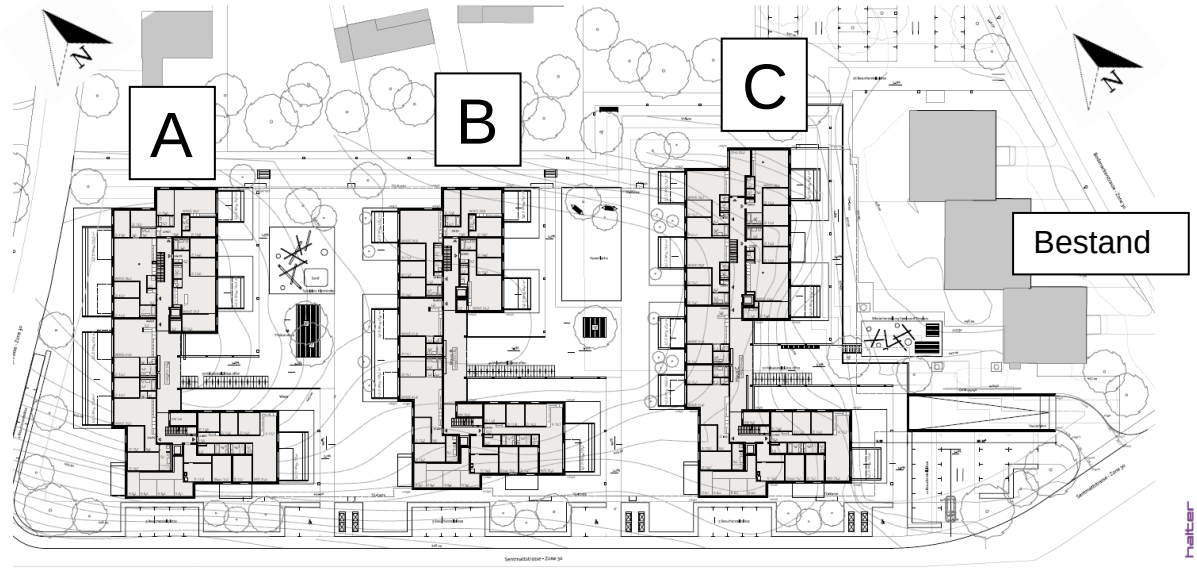

Abbildung 1: Situationsplan Wohnüberbauung Sentmatt inkl. Bestandsbau.

Abbildung 2: Vorne im Bild ist das Gebäude C zu sehen, in der Mittle das Gebäude B und im hinteren Bildteil das Gebäude A. Die zentrale grosse Technikanlage ist unterhalb des Gebäudes C platziert, die dezentralen Anlagen jeweils im Haus A und B.

2.2 Energiekonzept Überbauung Sentmatt

Das Projekt Sentmatt ist eine exemplarische Umsetzung des 2SOL-Prinzips. Kern der 2SOL-Gebäudetechnik bilden ein saisonaler Erdwärmespeicher, Solarkollektoren, eine effiziente Niederhub-Wärmepumpe und eine übergeordnete Steuerung der Gesamtanlage.

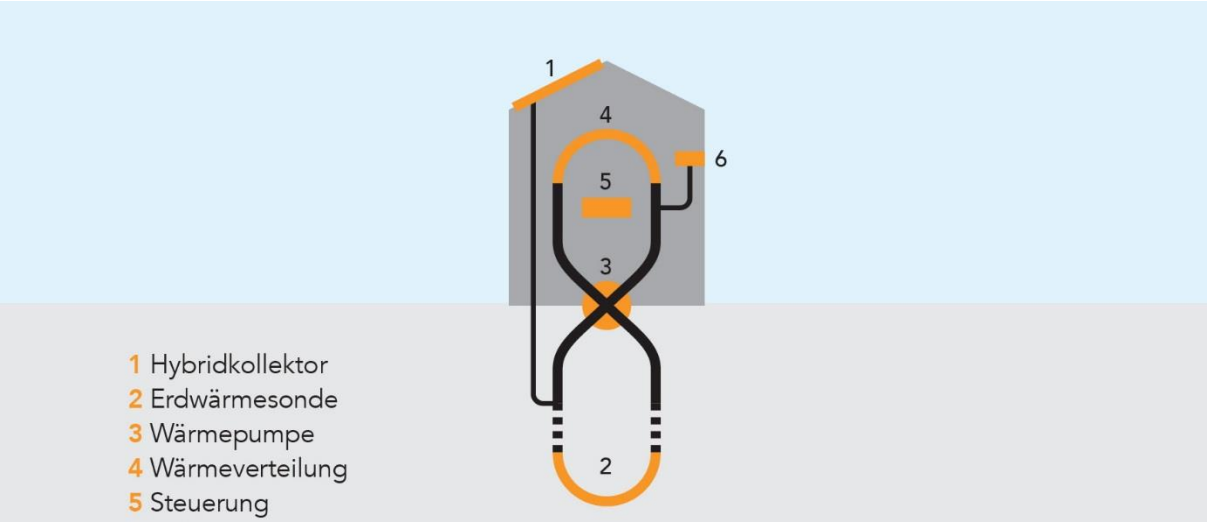

Abbildung 3: Übersicht der Komponenten eines Energiesystems nach dem 2SOL-Prinzip.

In der Überbauung wurden zwei unterschiedliche 2SOL-Systeme implementiert:

- ein zentraler Ansatz im Teilbereich (1)
- ein dezentraler Ansatz im Teilbereich (2)

Im ersten und grösseren Teilbereich (1) wurde eine 2SOL-Anlage mit konventionellen Doppel-U-Rohr-Erdwärmesonden mit einer totalen Länge von 7290 m realisiert. Das Erdwärmesondenfeld (EWS-Feld) ist an einer zentralen Ammoniak-Wärmepumpe angeschlossen.

Im Teilbereich (2) wurde je eine Wohnzone im Haus A und B (Heizleistungsbedarf je ca. 17 kW) mit je einer modulierenden Niederhub-Wärmepumpe mit einem Leistungsbereich von 6-20 kW und je einer Koaxial-Erdwärmesonde von 450 m Länge ausgestattet. Dieser Teilbereich mit 2x17 kW Wärmeleistung entspricht einer weitverbreiteten Baugrösse von Wärmepumpen, die bei Mehrfamilienhäusern in der Schweiz eingesetzt werden (siehe Abbildung 4).

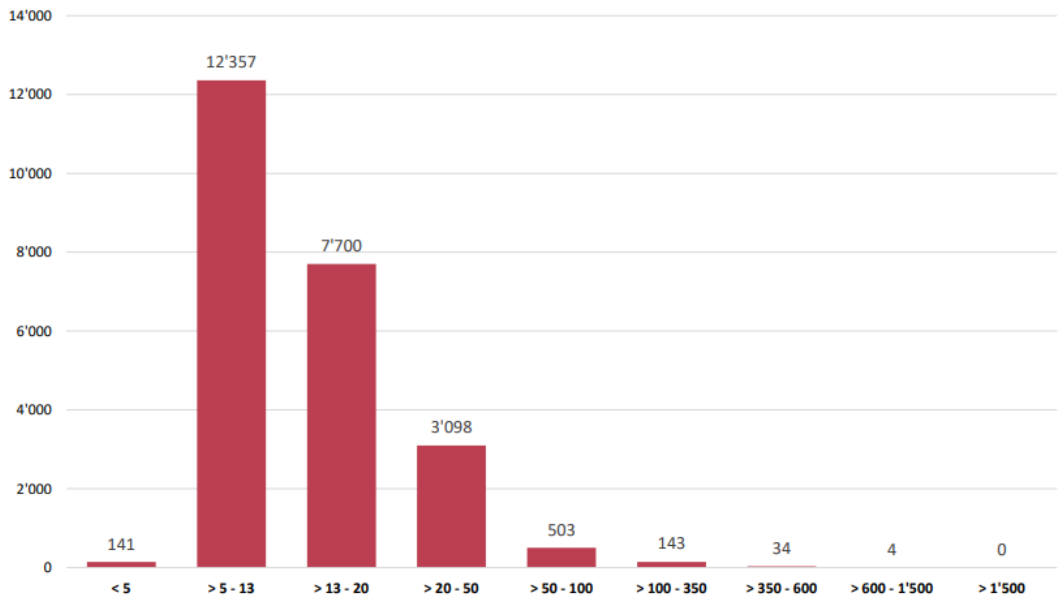

Abbildung 4: Anzahl Wärmepumpenverkäufe im Jahr 2019, nach Leistungskategorien in kW. Quelle: Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz (FWS, April 2020).

2.3 Heizsysteme

Alle drei Neubauten haben ein grossflächiges Wärmeabgabesystem mit einer Bauteilaktivierung (TABS). Im Bestandsbau, der über die zentrale Wärmepumpe versorgt wird, wird die Wärme über Radiatoren an den Raum abgegeben.

Die zentrale Anlage (Teilbereich 1) besteht im Wesentlichen aus zwei in Serie geschalteten Wärmepumpen. Erstere ist eine Ammoniak-Wärmepumpe (NH3-WP), welche die Wärme aus dem Erdwärmesondenfeld mit 27 konventionellen, je 270 m tiefen Erdwärmesonden mit einer Gesamtlänge von 7290 m bezieht und die Wärme an einen technischen Speicher (Heizungs- und Pufferspeicher) abgibt (Temperaturbereich 20-30 °C). Alle Erdwärmesonden sind mit Wasser gefüllt. Die berechnete Bezugsleistung im Betrieb beträgt 260 kW bei Auslegungstemperaturen von 8°/5 °C. Die zweite Wärmepumpe ist eine CO_2-Wärmepumpe, welche als Quelle den technischen Speicher nutzt und die Wärme auf ein Temperaturniveau von 60 °C anhebt und an einen zweiten Speicher abgibt. Dieser deckt zum einen den Brauchwarmwasserbedarf der Neubauten (ausser P&D-Teile) und des Bestandsgebäudes ab und zum anderen den Heizwärmebedarf des Bestandsgebäudes mit höheren Vorlauftemperaturen (Radiatoren).

Die dezentralen Anlagen (Teilbereich 2), die in diesem P&D-Projekt detailliert untersucht werden, liefern Warmwasser und Heizwärme für jeweils einen Teil des Neubaus, ebenfalls mit TABS zur Wärmeabgabe. Bei Projektbeginn war jedoch eine Fussbodenheizung geplant gewesen. Der spätere Entscheid doch ein TABS zu installieren, wurde unabhängig vom P&D-Projekt durch die Bauherrschaft getroffen. Der Unterschied der beiden dezentralen Anlagen liegt in der Brauchwarmwasser Aufbereitung im Haus A und Haus B.

Haus A: Kubischer Speicher

In der dezentralen Anlage in Haus A (Abbildung 5) speist die Wärmepumpe einen kubischen Speicher mit solarthermischer Vorerwärmung. Das Frischwasser wird über interne Wärmetauscher im Speicher auf Nutztemperatur gebracht, damit kann das warmgehaltene Frischwasservolumen reduziert werden. Die Solaranlage wird mit einem Wasser-Propylenglykol-Gemisch (38% Glykol) betrieben. Die Solaranlage umfasst zwei unterschiedliche Kollektortechnologien. Die Gesamtfläche besteht aus 70% Hybridkollektoren (PVT) und aus 30% spektral selektiven unabgedeckten Kollektoren.

Haus B: Warmwasseraufbereitung mit einem Frischwassermodul

In der dezentralen Anlage in Haus B (Abbildung 6) wird zur Aufbereitung des Brauchwarmwassers eine handelsübliche Frischwasserstation mit einem klassischen (zylindrischen) Pufferspeicher eingesetzt. Damit ist auch in diesem System das warmgehaltene Frischwasservolumen gering im Vergleich zu einem Hygienespeicher. Die Solaranlage besteht auch hier aus 70% Hybridkollektoren (PVT) und 30% selektiven unabgedeckten Kollektoren. Es wurde jedoch keine solare Vorerwärmung des Brauchwarmwassers realisiert. Die gesamte Solarwärme wird zur Regeneration der Erdwärmesonde genutzt. Die Hydraulik ist dadurch deutlich einfacher und die Installation weniger aufwendig als im Haus A.

Tabelle 1: Zusammenfassung der wichtigsten Eckdaten der zwei P&D Teilhäuser.

	Haus A	**Haus B**
Energiebezugsfläche (EBF)	711 m^2	711 m^2
Anzahl Wohnungen	5	5
Anzahl Bewohner (Erwachsene)	9	8
Installierte Leistung Photovoltaik	8.4 kWp	8.4 kWp
Installierte Fläche Solarthermie (PVT & Thermie)	71.4 m^2	71.4 m^2
Heizleistung Wärmepumpe / elektrische Leistungsaufnahme / COP bei W10W30[1]	12.5 /1.76 / 7.1	12.5 /1.76 / 7.1
Volumen der thermischen Speicher	2065 l	800 l

[1] nach EN14511 Δ5 K, für 50% Verdichterleistung, weitere Spezifikationen im Datenblatt im Anhang

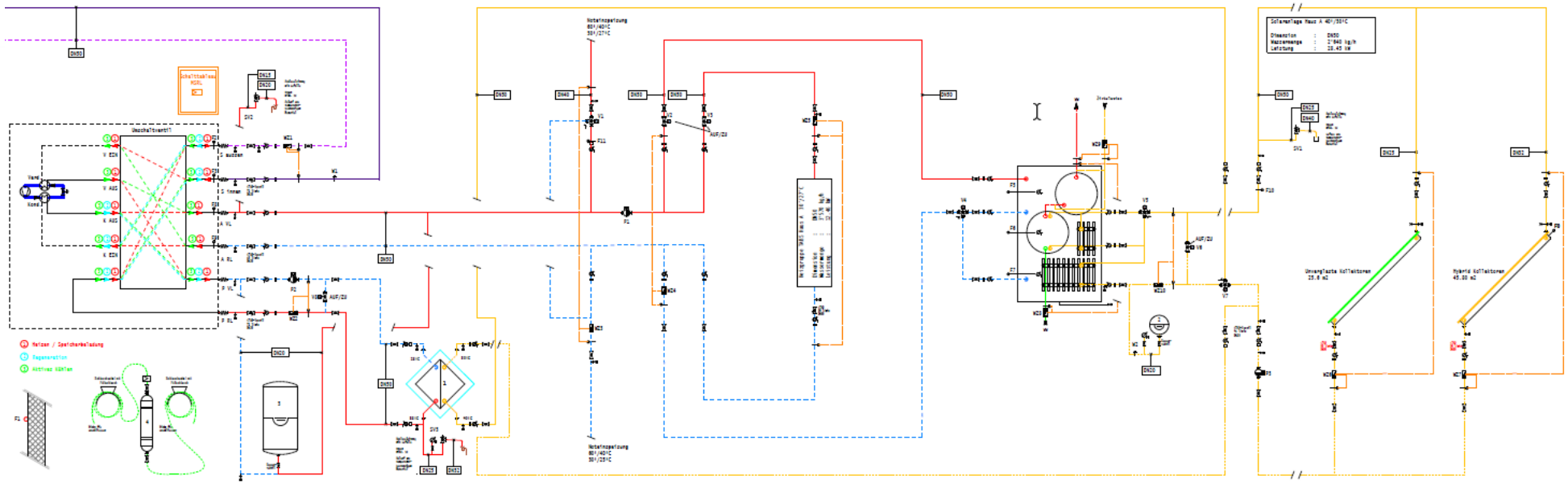

Abbildung 5: Prinzpschema der installierten Anlage im Haus A.

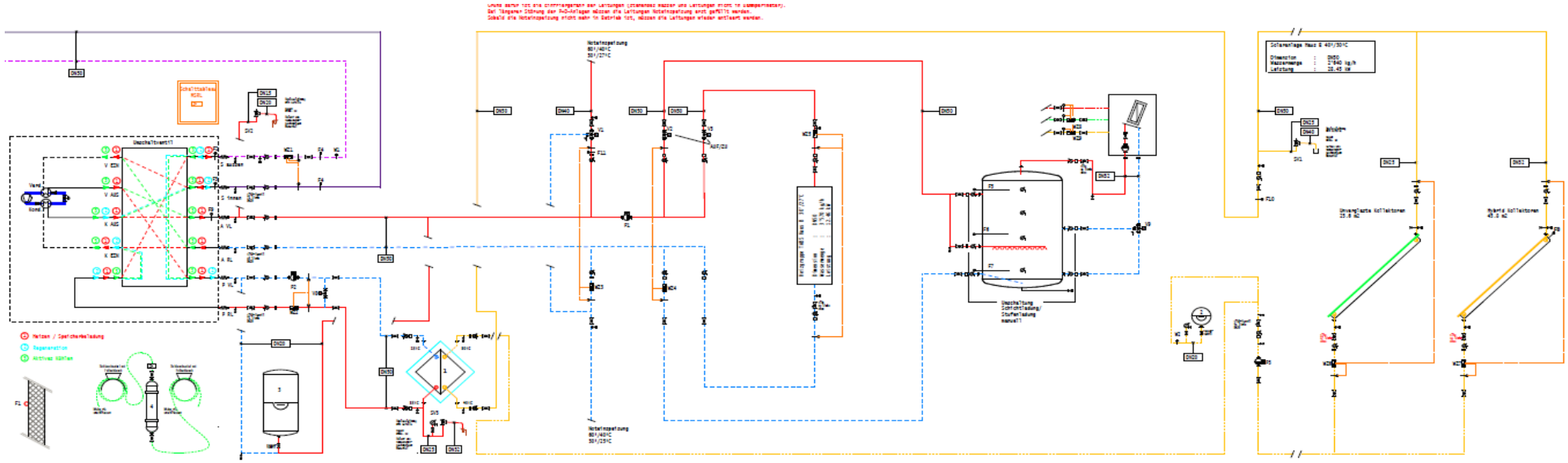

Abbildung 6: Prinzipschema der installierten Anlage im Haus B.

2.4 Anlagenregelung

Bei beiden Anlagen wird die Wärmeaufbereitung und -bereitstellung über die Wärmepumpe geregelt. Alle wichtigen Sensoren und Aktoren zur Wärmeaufbereitung sind mit der Wärmepumpensteuerung verbunden. Sie verarbeitet die Daten eines Aussenfühlers und die Temperaturen im Vor- und Rücklauf der Heizung. Daraus werden die Stellsignale für die Wärmepumpe sowie die Umwälzpumpen auf der Quellen- und Lastseite generiert. Die Wärmepumpensteuerung übernimmt die Ansteuerung und Regelung folgender Komponenten:

- Wärmepumpe (Taktbetrieb sowie kontinuierliche Leistungsregelung)
    - Heizen und aktives Kühlen
    - Warmwasseraufbereitung
    - Regeneration Erdreich
- Umwälzpumpen
    - Erdwärmesondenkreis
    - Lastseite (Wärme-, Kälteverteilung)
    - Solarkreis
- Umschaltung zwischen Heizen und Kühlen

Folgende Betriebszustände sind einzeln oder teilweise in Kombination möglich:

- Heizen über TABS
- BWW-Beladung (WP & Solar)
- Solare Regeneration EWS
- Aktives Kühlen

Die Solaranlage kann seriell zum Heiz- und Kühlbetrieb dazu geschaltet werden und damit im Heizfall die Quelltemperatur anheben und im Kühlfall die EWS zusätzlich regenerieren. Dies ist möglich dank des Umschaltventils, welches in der Wärmepumpe integriert ist (siehe Abbildung 7) und gleichzeitig für die Fliessrichtungsumkehr in der neuartigen Erdwärmesonde sorgt. Damit können mehr Betriebszustände realisiert werden als in sonst marktüblichen Wärmepumpen.

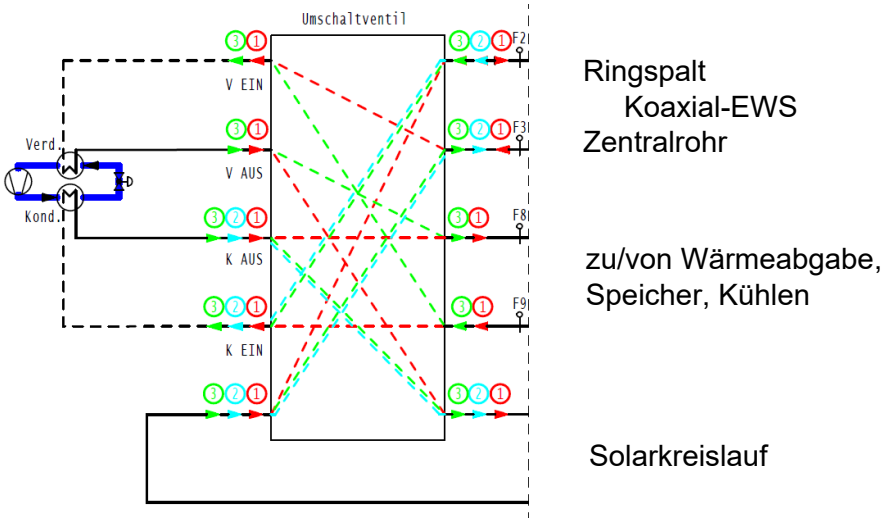

Abbildung 7: Integriertes Umschaltventil in der BS2 Wärmepumpe welches folgende Betriebszustände ermöglicht: (1) Heizen / Speicherbeladung, (2) Solare Regeneration EWS, (3) Aktives Kühlen.

Die Solaranlage wird eingeschaltet, wenn die Kollektortemperatur (B6) die zuletzt gemessene Sondeneintrittstemperatur (F2) um 5 K überschreitet. Die solare Regeneration wird abgeschaltet, wenn die Sondeneintrittstemperatur 30 °C erreicht oder die Differenz zwischen Kollektortemperatur und Sondeneintrittstemperatur unter 2 K fällt.

Im Haus A hat die solare Vorwärmung des Brauchwarmwassers Priorität gegenüber der Erdwärmeregeneration. Die Vorwärmung wird gestartet ab einer Temperaturdifferenz von 3 K zwischen Kollektorfeld und Speicherfühler. Die Abschaltung erfolgt bei einer Unterschreitung der Temperaturdifferenz von 1 K.

Die Heizgrenze liegt bei 17 °C und die Kühlgrenze bei einer Aussentemperatur von 24 °C. Dabei wird ein gleitender Mittelwert über 24 Stunden verwendet.

Der BWW-Speicher wird auf einen Sollwert von 55 °C aufgeheizt. Die Hysterese beträgt 6 K, d.h. der Einschaltbefehl für die BWW-Aufbereitung erfolgt, sobald der Speicherfühler unter 49°C fällt. Die Wärmepumpe kann knapp 60 °C Vorlauftemperatur bereitstellen.

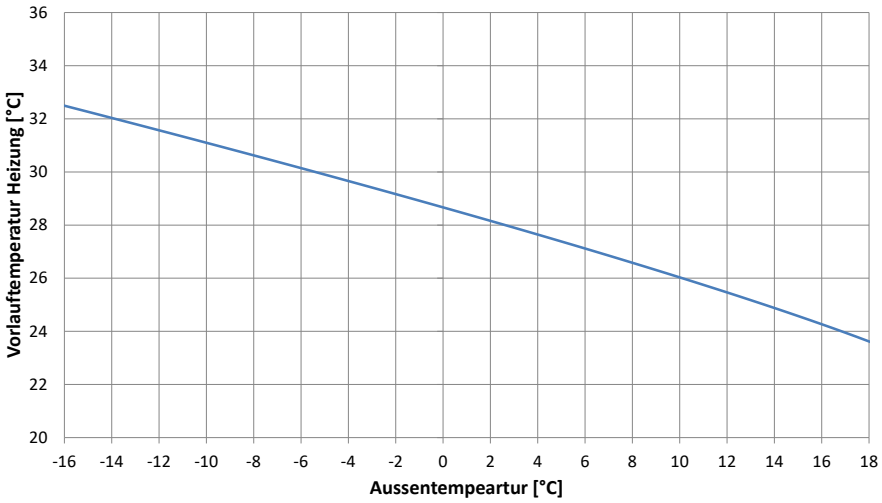

Abbildung 8: Heizkurve für Haus A und B.

2.5 Solaranlage

Die Kollektorflächen beider P&D-Anlagen bestehen je zu 70% aus PVT-Kollektoren und zu 30% aus spektral selektiven unabgedeckten Solarkollektoren. Bei den PVT-Kollektoren handelt es sich um Hybridkollektoren PV+THERM der Firma Solator. Für die unabgedeckten selektiven Solarkollektoren wird das Produkt THERM UVG ebenfalls von Solator verwendet.

Beim Haus A wurde zudem, im Unterschied zu Haus B, die Kollektorfläche variabel gestaltet: Das bedeutet, dass mittels hydraulischer Umschaltung die selektiven Absorber (30% der Fläche der Solaranlage) durch PVT-Kollektoren ersetzt werden können, während die Gesamtfläche der Solaranlage gleich bleibt. Mit dieser Umschaltung soll ermittelt werden, ob eine Kombination von PVT und selektiven unabgedeckten Kollektoren für die Regeneration Sinn macht. Aktuell wird die Anlage im 30/70% Verhältnis betrieben und nach zwei Jahren Monitoring auf 100% PVT umgeschaltet.[2]

Abbildung 9: Vorne PVT-Kollektoren auf dem Dach von Haus B, die drei hintersten Reihen sind unabgedeckte, spektral selektive thermische Kollektoren der P&D-Anlage.

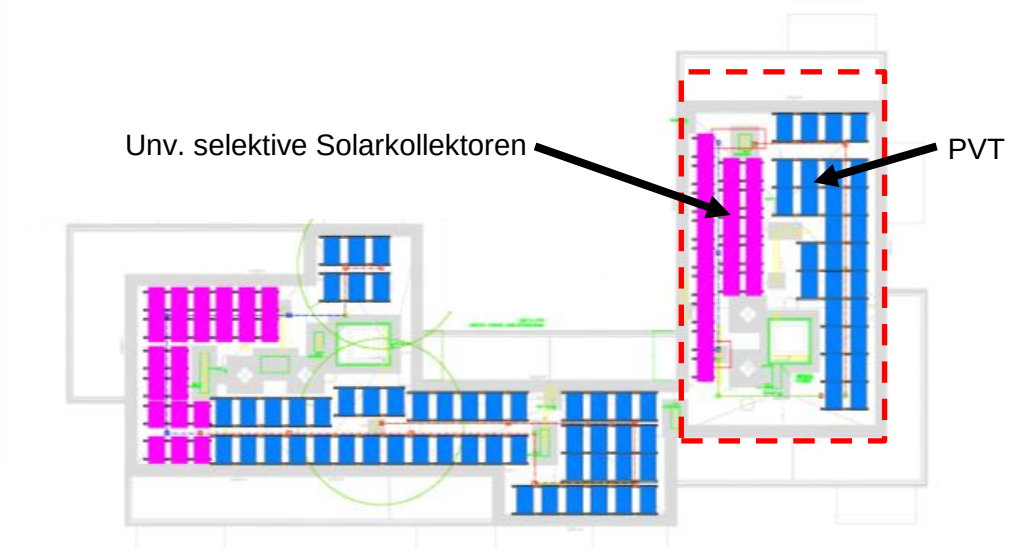

Abbildung 10: Situationsplan der Solaranlage auf dem Haus B, rot eingerahmt PVT und solar-thermisches Feld der P&D-Anlage.

[2] Die 30% thermischen Kollektoren des dezentralen Systems werden dann der Solaranlage des zentralen Hauptsystems zugeschaltet, während eine gleich grosse PVT-Fläche, welche aktuell dem Hauptsystem zugeschaltet ist, dem dezentralen System zugeschaltet wird.

2.6 Koaxial-Erdwärmesonde (K-EWS)

Die im P&D-Projekt eingebaute Erdwärmesonde ist eine neuartige koaxiale Erdwärmesonde, die statt eines starren Aussenrohres einen flexiblen Schlauch verwendet (Abbildung 11). Dieser wird zusammengefaltet in das Bohrloch abgeteuft und anschliessend mit dem Wasserdruck ausgeweitet, so dass der Schlauch direkt an der Bohrlochwand anliegt. Dadurch ist im Gegensatz zu den heute marktführenden EWS keine Hinterfüllung mit Zement und Bentonit mehr nötig. Die Kontaktfläche des Wärmeträgers zum umliegenden Gestein vergrössert sich dadurch, und die isolierende Wirkung der Hinterfüllung entfällt, wodurch eine bessere Entzugsleistung erreicht wird.

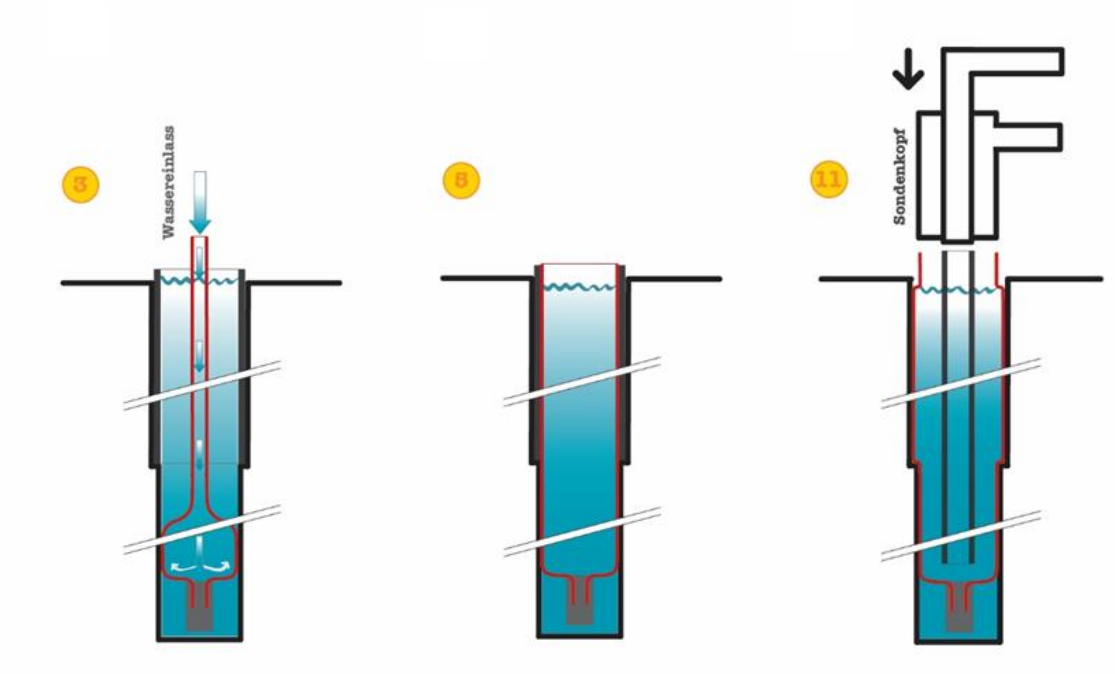

Abbildung 11: Installationsablauf der neuartigen K-EWS im Bohrloch.

Als Innenrohr wird ein starres isolierendes Kunststoffrohr abgeteuft. Das isolierte Rohr ermöglicht den wärmeverlustarmen Transport von Wasser zwischen der Bohrlochbasis und der Erdoberfläche. Dies ermöglicht einerseits den effizienten Wärmeentzug im Winter. Andererseits kann im Sommer wärmeres Wasser zur Regeneration des Erdreichs tief in das Bohrloch gebracht werden ohne dabei viel Wärmeenergie im oberen Bereich zu verlieren. Das Ziel dieser Neuentwicklung ist es, möglichst tiefgelegene Bereiche zu regenerieren, da diese weniger stark von der an der Oberfläche herrschenden Umgebungstemperatur beeinflusst sind (z.B. Abkühlung im Winter). Die Fliessrichtungen im Sommer (Regeneration) und Winter (Wärmeentzug) sind in Abbildung 12 dargestellt.

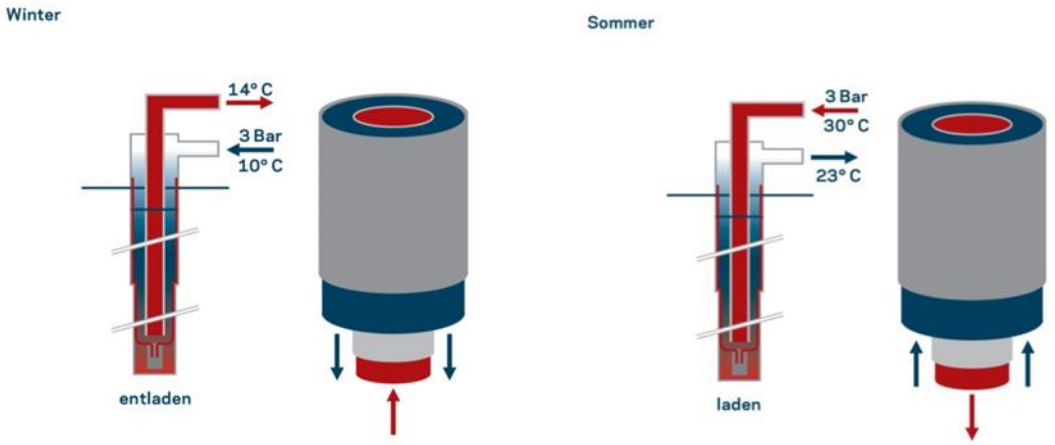

Abbildung 12: Betrieb der K-EWS im Winter und im Sommer.

Durch den grösseren Querschnitt der beiden Strömungskanäle im Vergleich zu anderen EWS reduziert sich der Druckverlust über die K-EWS stark, dies unabhängig vom Fluid. Über eine 450 m K-EWS beträgt der gesamte Druckverlust rund 0.3 bar, das sind etwa 70% weniger als bei handelsüblichen Sonden. Zusätzlich wird für den Betrieb des Quellenkreises Wasser statt ein Wasser-Glykolgemisch verwendet. Dank diesen Eigenschaften kann eine deutlich kleinere Umwälzpumpe eingesetzt werden, welche wiederum die Systemeffizienz durch den geringeren Stromverbrauch steigert.

In Tiefen von 400-500 m herrschen in den Böden der Schweiz Temperaturen, welche für die Heizung mittels Wärmepumpe sehr interessant sind (Abbildung 13). Das Ziel ist es, bei gleicher Leistung der EWS die Austrittstemperatur aus dem Bohrloch zu maximieren, um den Stromverbrauch der Wärmepumpe zu reduzieren. Mit der K-EWS kann eine geeignete Niederhubwärmepumpe mit einem hohen COP betrieben werden, sodass das Heizsystem möglichst wenig Strom verbraucht.

Bei der Bohrung der ersten K-EWS wurde ein Bohrprofil durch die Firma Dr. U. Schärli Geologie + Geophysik erstellt. Nach 25 m Lockergestein wurde bis zur Endtiefe primär Feinsandstein, ab rund 215 m Tiefe auch Konglomerat angetroffen. Zwischen der Bohrtiefe von 193 und 203 m wurde zudem eine Siltstein/Mergel-Schicht durchbohrt.

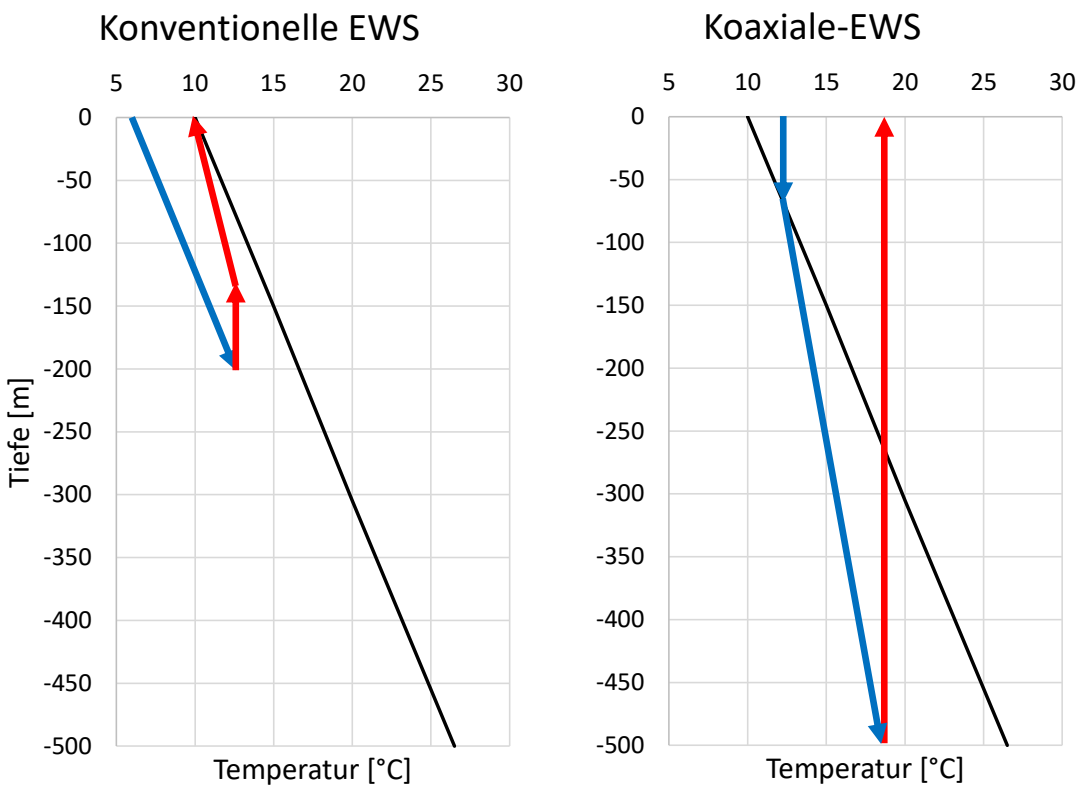

Abbildung 13: Schematischer Temperaturverlauf im Boden bei konventionellen EWS (links) und bei der K-EWS (rechts). Schwarze Linie zeigt die ungestörte Bodentemperaturen.

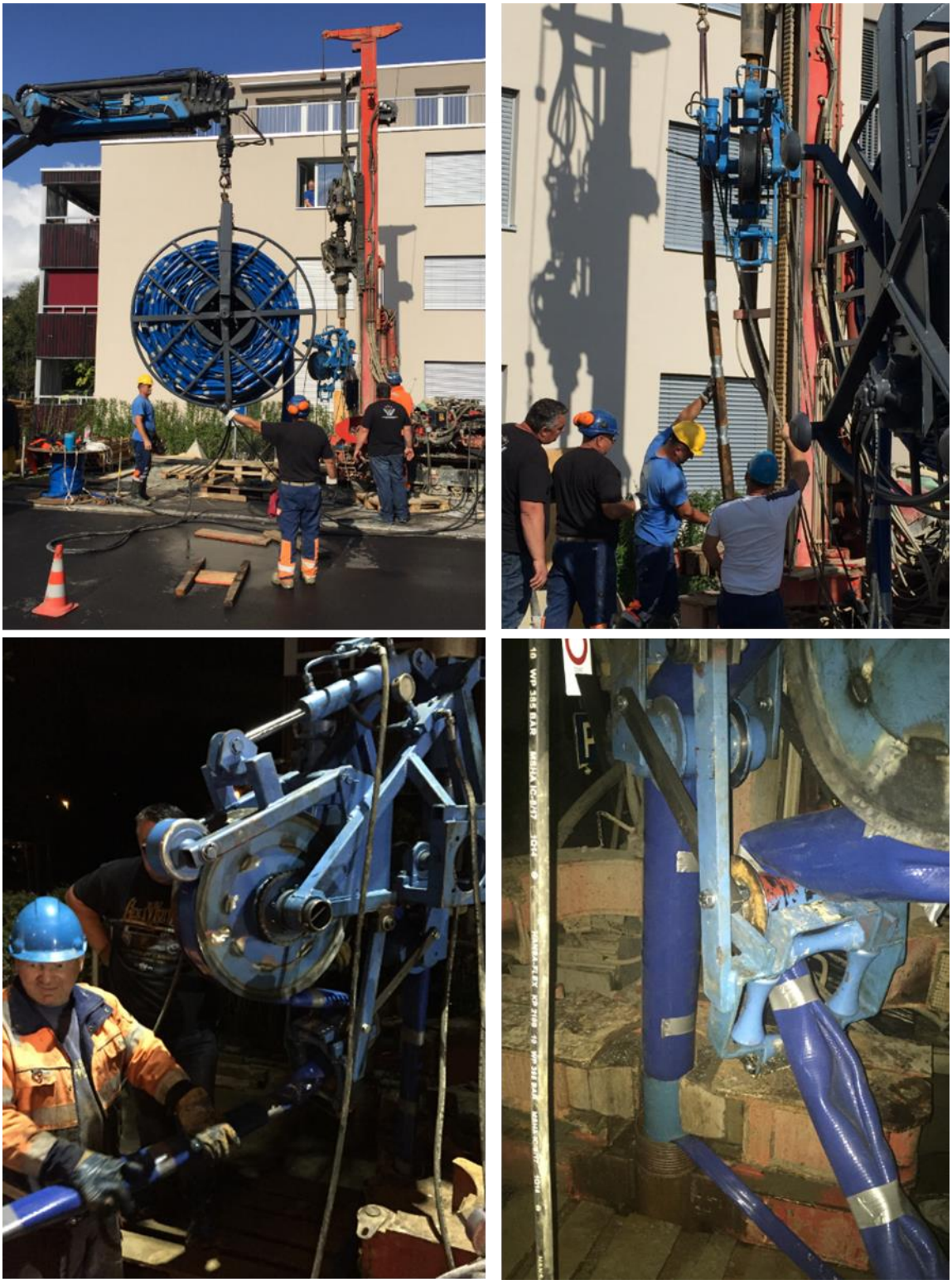

Abbildung 14: Impressionen der Vorbereitungsarbeiten und des Einbringens der Sonde nach erfolgreicher Bohrung.

Die eingesetzte, neuartige Koaxial-Erdwärmesonde ist eine Weiterentwicklung von bereits bekannten koaxialen Konstruktionsprinzipien, jedoch mit einem flexiblen anstelle eines starren äusseren Rohres. Es ist der Ersteinsatz einer solchen Koaxial-Erdwärmesonde. Der entscheidende Vorteil der K-EWS à 450 m gegenüber einem EWS-Feld à 240 m liegt darin, dass eine Regeneration von 100% ausreicht um hohe Austrittstemperaturen im Winter zu erreichen. Weiter ist der Flächenbedarf für die Sonden geringer und die EWS können mit

Wasser betrieben werden. Grundsätzlich wäre dies auch mit einer 450 m tiefen Doppel-U-Sonde möglich, jedoch sind kaum konventionelle Sonden auf dem Markt, die eine Druckbeständigkeit von 50 bar+ haben und die Reibungsverluste aufgrund der geringen Rohrdurchmesser wären um einiges höher als bei der K-EWS. Auch ist die Hintefüllung bei sehr tiefen Doppel-U-Sonden eine grosse Herausforderung.

Durch den Verzicht auf Frostschutzmittel und die Hinterfüllung, soll die K-EWS in Zukunft auch im Gewässerschutzbereich installiert werden können. Wichtig für den Grundwasserschutz ist, dass keine vertikal übereinanderliegenden Grundwasserleiter mit unterschiedlichen Wasserqualitäten verbunden werden. Der flexible Aussenschlauch dichtet den Bereich zwischen zwei Grundwasserleitern durch den Überdruck auf der Innenseite ab. Es können keine Hinterfüllungslücken mehr entstehen, die Grundwasserleiter miteinander verbinden.

Nach diesem ersten Einsatz der K-EWS in dieser Tiefe und einer Anlage im Betrieb werden nun weitere Pilotbohrungen in Begleitung mit den kantonalen Ämtern angestrebt. Dabei soll einerseits das Handling der K-EWS und die Prozesse beim Abteufen verbessert werden und andererseits anhand deren Auswertung eine Diskussion über die nationale Zulassung des Produkts angestrebt werden. Wenn diese Grundlage vorhanden ist, wird dann der Einsatz der wasserbetriebenen K-EWS ohne Bohrlochhinterfüllung im Gewässerschutz-sensitiven Bereich geprüft und anhand einzelner Testbohrungen geprüft.

2.7 Niederhub-Wärmepumpe

Die in den dezentralen Systemen eingesetzte Niederhub-Wärmepumpe (NH-WP) wurde auf den Niedertemperaturhub-Einsatzbereich ($\Delta T \leq 25$ K) im Heiz- wie auch im Kühlfall optimiert. Sie ist so aufgebaut, dass der Gütegrad der Maschine auch bei tiefen Temperaturhüben hoch ist. Sie ist frequenzgeregelt und kann die Leistung kontinuierlich anpassen. Zudem sind in der NH-WP ein Umschaltventil und die komplette Systemsteuerung der dezentralen Anlage integriert. Das Umschaltventil ermöglicht eine einfache Einbindung der NH-WP mit den K-EWS, dem Solarkreis und dem Abgabesystem, indem alles in einer Komponente integriert ist. Es wird kein 4-Weg-Ventil benötigt wie bei marküblichen Lösungen, da der Betrieb als Heiz-/Kältemaschine gleichzeitig eine Umkehrung der Fliessrichtung in der K-EWS zur Regeneration ermöglicht.

Abbildung 15: Technikraum mit Niederhub-Wärmepumpe.

2.8 Aktive Heizkreisverteilung

In allen zehn P&D-Wohnungen wurden aktive Heizkreisverteiler (aHKV) eingebaut. Im aHKV wird die Wärme-/Kälteverteilung mit Kleinpumpen statt Stellventilen geregelt. Die Kleinpumpen im Heizkreisverteiler erhalten ihr Stellsignal (ein/aus) über den digitalSTROM-Bus, ähnlich wie bei einem System mit Drosselregelung über Thermostatventile. Im Gegensatz zur klassischen Regelung, welche nur die Raumtemperatur berücksichtigt, werden für die Regelung der aHKV auch die Nutzereinstellungen am Wohnraumgerät und die Präsenzmeldung mitberücksichtigt. Je fünf Wohnungen in Haus A und B, übereinanderliegend von EG bis DG, verfügen über eine separate aHKV, diese speist in Abhängigkeit der Wohnungsgrössen jeweils zwischen 4-6 hydraulische Kreise. Mit den separat ansteuerbaren hydraulischen Kreisen können die verschiedenen Wohnzonen bedarfsgerecht angesteuert werden. Die Raumtemperaturen werden für jeden Raum separat über digitalSTROM-Messgeräte erfasst. Die Regelung der aHKV erfolgt über einen digitalSTROM Regler und nicht über die Wärmepumpe.

Im Rahmen des P&D-Projektes soll ermittelt werden, ob durch den Einsatz der aHKV die Vorlauftemperatur gegenüber einer klassischen Raumregelung gesenkt werden kann. Dies würde wiederrum zu einer Effizienzsteigerung bei der NH-WP führen. Durch die Bedarfsregelung der einzelnen Pumpen verspricht man sich zudem einen tieferen elektrischen Energieverbrauch für die Wärmeabgabe. Als Vergleichsbasis dient die Wärmeverteilung der restlichen Wohnungen, die vom zentralen Heizungssystem versorgt werden. Dieses weist keine Raumregelung auf und hat eine zentrale Umwälzpumpe, die alle Wohnungen gleichzeitig versorgt.

Abbildung 16: Einbausituation der aHKV, beispielhaft für eine der P&D Wohnungen.

3 Messkonzept

Das Monitoring wurde durch das SPF geplant und auch zum Teil vor Ort installiert (Schaltschrank, Pyranometer etc.). Die Temperaturfühler und Wärmemengenzähler (WMZ) wurden durch den Heizungsinstallateur installiert. Die Messungen laufen unabhängig von der restlichen Gebäudetechnik. In diesem Kapitel werden alle installierten Messkomponenten beschrieben. Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen das vereinfachte Monitoringkonzept für Haus A und B mit den wichtigsten Zählern.

Die Datenerfassung im Haus C (zentrales System) wird durch das Unternehmen Siemens Building Technologies aus Zug betreuet und betrieben.

3.1 Monitoring Haus A

Die folgende Tabelle listet alle installierten Wärme- und Stromzähler des Hauses A auf.

Tabelle 2: Übersicht der Wärme und Elektrozähler im Haus A.

Kürzel	Bezeichnung im Projekt	Beschreibung
Wärmezähler		
WZ1	A_WMZ_EWS1/2	Erdwärmesonde (Quelle/Regeneration/Aktiv Kühlen)
WZ2	A_WMZ_SolarWT	Sekundär Wärmetauscher (Quelle Solar)
WZ3	A_WMZ_Noteinspeisung	Noteinspeisung
WZ4	A_WMZ_BWW_Produktion	Produktion BWW
WZ5	A_WMZ_TABS	TABS
WZ6	A_WMZ_Thermie	Unverglaste Kollektoren
WZ7	A_WMZ_PVT	Hybrid Kollektoren (PVT)
WZ8	A_WMZ_BWW_Bezug	Bezug BWW
WZ9	A_WMZ_BWW_Zirkulation	Zirkulation BWW
WZ10	A_WMZ_solareSpeicherbeldung	Solar Speicherbeladung
Elektrozähler		
Gav.1	A_EZ_P2	Pumpe Sekundärkreis (P2)
Gav.2	A_EZ_P3	Pumpe Solarkreis (P3)
Gav.3	A_EZ_P1	Pumpe Primärkreis (P1)
Gav.4	A_EZ_WP	Wärmepumpe
Temperaturfühler		
PT100/1	A_Ambient_T	Umgebungstemperatur
PT100/2	A_Wohnung1_T	Temperatur TABS
PT100/3	A_Wohnung2_T	Temperatur TABS
PT100/4	A_Wohnung3_T	Temperatur TABS
PT100/5	A_Wohnung0_T	Temperatur TABS
PT100/6[3]	A_Wohnung4_T	Temperatur TABS
Globalstrahlung		
SMP3	G_SMP3	Pyranometer

[3] *Dieser Sensor ist ausgefallen und kann für die Auswertung nicht verwendet werden.*

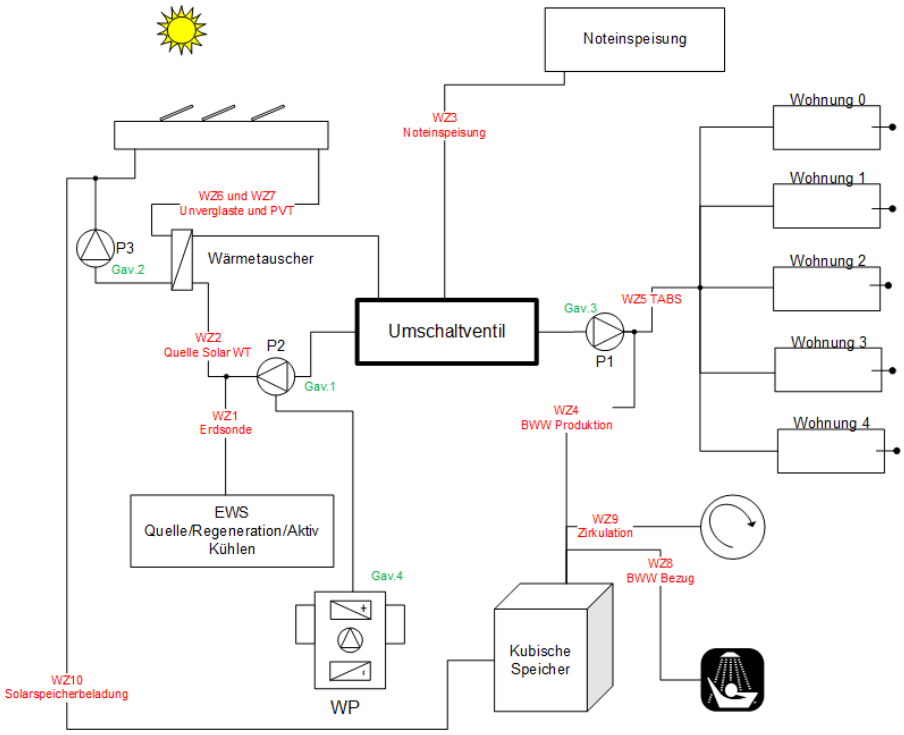

Abbildung 17: Vereinfachtes Schema der Anlage und der installierten Messausrüstung für das Haus A mit kubischem Speicher. Rot: Wärmezähler und in grün: Elektrozähler.

3.2 Monitoring Haus B

Die folgende Tabelle listet alle Wärme- und Stromzähler des Hauses B auf.

Tabelle 3: Übersicht der Wärme und Elektrozähler im Haus B.

Kürzel	Bezeichnung	Beschreibung
Wärmezähler		
WZ1	B_WMZ_EWS1/2	Erdwärmesonde (Quelle/Regeneration/Aktiv Kühlen)
WZ2	B_WMZ_SolarWT	Sekundär Wärmetauscher (Quelle Solar)
WZ3	B_WMZ_Noteinspeisung	Noteinspeisung
WZ4	B_WMZ_BWW_Produktion	Produktion BWW
WZ5	B_WMZ_TABS	TABS
WZ6	B_WMZ_Thermie	Unverglaste Kollektoren
WZ7	B_WMZ_PVT	Hybrid Kollektoren (PVT)
WZ8	B_WMZ_BWW_Bezug	Bezug BWW
WZ9	B_WMZ_BWW_Zirkulation	Zirkulation BWW
Elektrozähler		
Gav.5	B_EZ_P1	Pumpe Sekundärkreis (P1)
Gav.6	B_EZ_P2	Pumpe Primärkreis (P2)
Gav.7	B_EZ_P3	Pumpe Solarkreis (P3)
Gav.8	B_EZ_WP	Wärmepumpe
Gav.9	B_EZ_Heater	Durchlauferhitzer
Temperarurfühler		
PT100/1	B_Wohnung1_T	Temperatur TABS
PT100/2	B_Wohnung2_T	Temperatur TABS
PT100/3	B_Wohnung3_T	Temperatur TABS

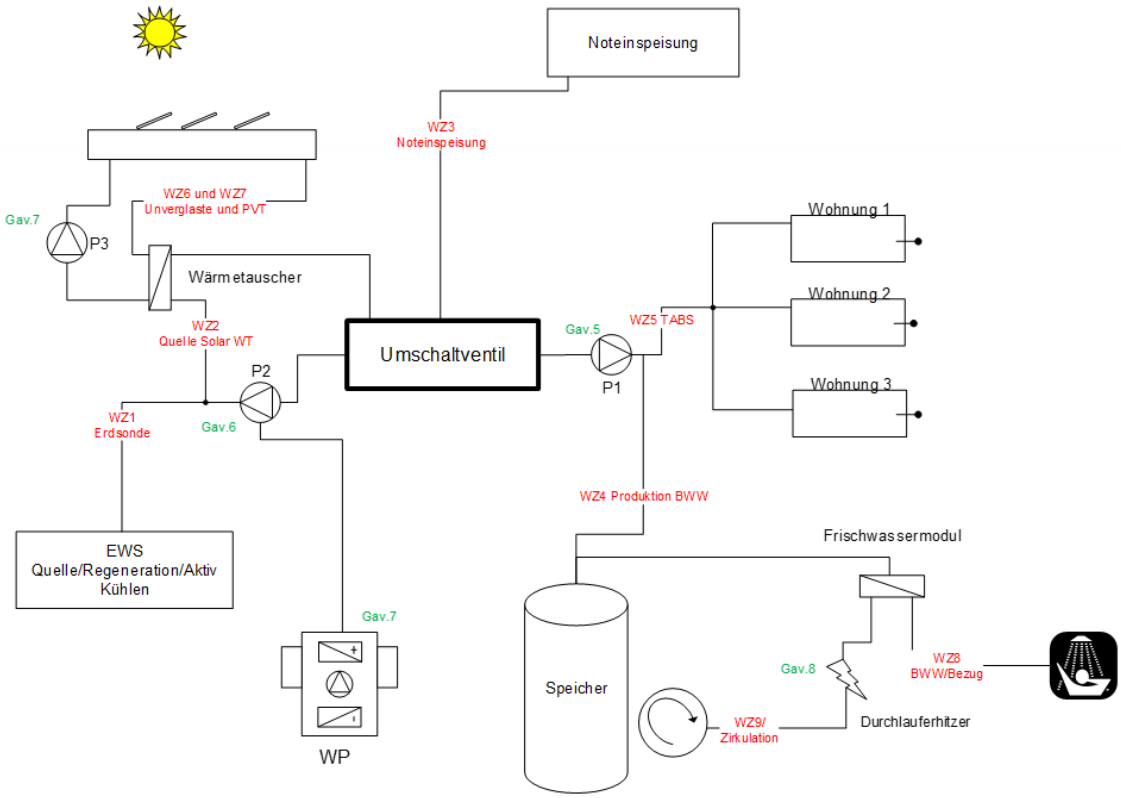

Abbildung 18: Vereinfachtes Schema der Anlage und der installierten Messausrüstung für das Haus B mit einem klassischen Speicher. Rot: Wärmezähler und in grün: Elektrozähler.

3.3 Messmittel und Messunsicherheiten

Die Messung von Temperatur, Wärmestrom und elektrischem Energiefluss erfolgt mit Geräten, die die Sensorsignale in physikalische Grössen umwandeln. Die Wärmeströme wurden mittels Wärmemengenzählern des Typs NeoVac Supercal 531 gemessen, welche eine Fehlergrenze von < ±5% aufweisen. Für Messungen des elektrischen Energieverbauchs wurden Messgeräte vom Typ Gavazzi EM210 mit einer Fehlergrenze von ± 1.5% verwendet. Die Temperaturmessungen wurden mit Widerstandstemperaturfühlern der Genauigkeitsklasse B und mit Hilfe von Analogeingangsmodulen von Advantech ADAM-4015 erfasst. Für die Temperaturdaten ergibt sich dadurch eine Fehlergrenze von ca. ± (0.5+0.005·|ϑ|) °C, wo ϑ für die gemessene Temperatur in °C steht.

Für Quotienten, beispielweise Jahresarbeitszahlen oder Systemnutzungsgrade, ergeben sich die Fehlergrenzen aus der Addition der Fehlergrenzen des Zählers und des Nenners. So beträgt die Fehlergrenze bei den genannten Beispielen ± 4.5% (Wärmemengenzähler & Stromverbrauchsmessung).

Effektiv ist anzunehmen, dass die Messwerte in der Regel deutlich innerhalb der genannten Fehlergrenzen liegen.

3.4 KPI – Key performance indicators

In diesem Kapitel werden alle Kennwerte und ihre Berechnungsmethode beschrieben, die für die Auswertung verwendet werden. Da aktuell noch keine komplette (Jahres-)Messperiode vorliegt, ist es noch nicht möglich, alle Kennwerte auszuwerten. Wenn nötig, werden im Verlauf des Projektes weitere Kennwerte dazu genommen.

Wärmemengen werden im Bericht jeweils mit dem Buchstaben Q und die elektrische Energie mit E angegeben. Die PVT-Kollektoren werden mit dem Index PVT und die selektiven unabgedeckten Kollektoren mit dem Index T (Thermie) gekennzeichnet.

Das Messsystem erlaubt es nicht, die von der PVT-Anlage erzeugte elektrische Energie zu erfassen, so dass es nicht möglich ist, eine eingehende Bewertung in Bezug auf den Eigenverbrauch vorzunehmen.

3.4.1 Solarer Nutzungsgrad und typische Temperaturen

Die in diesem Abschnitt verwendeten KPI's sind angelehnt an die Definitionen des IEA SHC Task 60 Report [1]. Die Effizienz der einzelnen Komponenten (PVT und Thermie) lässt sich mit dem solaren Nutzungsgrad bezogen auf die Komponentenfläche quantifizieren, also dem Verhältnis zwischen der erzeugten nutzbaren Energie und der auf die Bruttofläche der Komponente eintreffenden Solarstrahlung (siehe Tabelle 4 linke Spalte). Die elektrischen Erträge der PVT-Kollektoren werden in diesem P&D-Projekt nicht untersucht.

Tabelle 4:Definitionen der solaren Nutzungsgrade (T = Thermische Solaranlage).

	Solarer Nutzungsgrad Komponente	**Solarer Nutzungsgrad Solaranlage**
Thermisch	$\omega_{PVT/T,\,th} = \dfrac{Q_{PVT/T}}{G_h \cdot A_{PVT/T}}$	$\omega_{sol,\,th} = \dfrac{Q_{PVT} + Q_T}{G_h \cdot (A_{PVT} + A_T)}$

Schrägstriche "/" bedeuten, dass entweder der Index vor oder derjenige nach dem Schrägstrich eingesetzt werden kann. Die Nutzungsgrade beziehen sich jeweils auf die Bruttofläche A, d.h. die durch die Komponente abgedeckte Dachfläche. G_h steht für die flächenspezifische Solarstrahlung auf die horizontale Dachebene. Falls nicht explizit vermerkt, sind alle Energiemengen als Jahreswerte zu verstehen.

Die typischen Fluidtemperaturen $\overline{\vartheta_{m,th}}$ der PVT- bzw. Thermiekollektoren sind zusätzliche wichtige Kennwerte um thermische Solaranlagen zu vergleichen. Die typische Fluidtemperatur ist definiert als das mit der thermischen Leistung $\dot{Q}_{PVT/T}$ gewichtete Mittel der mittleren Fluidtemperatur $\vartheta_{m,th}$ im Kollektor, d.h. dem Mittelwert zwischen Vor- und Rücklauftemperatur (Gl. 1 und Gl. 2).

$$\overline{\vartheta_{m,th}} = \frac{\int dt\, \vartheta_{m,th} \cdot \dot{Q}_{PVT/T}}{\int dt\, \dot{Q}_{PVT/T}} \qquad \textit{Gl. 1}$$

$$\vartheta_{m,th} = (\vartheta_{VL} + \vartheta_{RL})/2 \qquad \textit{Gl. 2}$$

Thermischer solarer Deckungsgrad

Im Bereich der Solarwärmetechnik ist es gängig, den thermischen solaren Deckungsgrad zu definieren als das Verhältnis zwischen der in die Wärmespeicher eingebrachte Solarwärme und der insgesamt von den Wärmeerzeugern eingebrachten Wärme. Im vorliegenden Fall entspricht dies folgender Definition.

$$f_{sol,th}^{sekundär} = \frac{Q_{PVT/T,ES}}{Q_{WP} + Q_{PVT/T,TES}}, \qquad \text{Gl. 3}$$

wo $Q_{PVT/T,TES}$ die Wärmemenge bezeichnet, die von den PVT- bzw- Thermiekollektoren in den thermischen Energiespeicher (TES), in diesem Projekt als reiner BWW-Pufferspeicher, abgegeben wird und Q_{WP} die Wärmemenge die von der Wärmepumpe abgegeben wird an den Warmwasserspeicher. Die Systemgrenze bei dieser Definition liegt also an der Schnittstelle zwischen WP und dem übrigen Heizssystem (die WP liegt also ausserhalb der Systemgrenze) sowie an der Schnittstelle zwischen dem Heizsystem und der PVT- bzw. Solarthermieanlage.

Solarwärme, welche auf der Primärseite der Wärmepumpe eingebracht wird – bei den vorliegenden Systemen also ein substanzieller Teil der gesamten Solarwärmemenge – wird bei $f_{sol,th}^{sekundär}$ nicht berücksichtigt. Deshalb ist es sinnvoll, zusätzlich auch den thermischen Deckungsgrad mit erweiterten Systemgrenzen zu betrachten. Hier ist die Systemgrenze an der Schnittstelle zwischen dem Heizungssystem und der EWS sowie an der Schnittstelle zwischen dem Heizungssystem und der PVT- bzw. Solarthermieanlage. Der thermische solare Deckungsgrad entspricht dann dem Quotienten zwischen der gesamten von der Solaranlage gelieferten Wärme $Q_{PVT/T}$ und der insgesamt vom System über den Primärkreislauf der Wärmepumpe aufgenommenen Wärme $Q_{primär} = Q_{PVT/T,EWS} + Q_{PVT/T,WP} + Q_{EWS,WP}$ plus der direkt in die Sekundärseite eingebrachten Solarwärme $Q_{PVT/T,TES}$.

$$f_{sol,th}^{total} = \frac{Q_{PVT/T}}{Q_{primär} + Q_{PVT/T,TES}} \qquad \text{Gl. 4}$$

3.4.2 Arbeitszahlen der Wärmepumpen und Systemnutzungsgrade

Eine zentrale Grösse für den Vergleich von Wärmepumpensystemen ist das Verhältnis zwischen der gelieferten Wärme und dem dafür aufgewendeten Strom, hier jeweils über einen Jahreszeitraum bilanziert. Werden dabei nur die Wärmepumpe und die EWS-Umwälzpumpe betrachtet, so spricht man von der Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe. Falls auch der elektrische Bedarf der Steuerung mitberücksichtigt wird, spricht man von einer JAZ+. Sie ist definiert als

$$JAZ_{WP+} = \frac{Q_{WP}}{E_{Kompressor} + E_{Pumpe,Prim} + E_{Regelung}}, \qquad \text{Gl. 5}$$

wo Q_{WP} die von der WP ans System abgegebene Wärme bezeichnet, die Terme im Nenner die elektrische Leistungsaufnahme des Kompressors ($E_{Kompressor}$), der primären Umwälzpumpe ($E_{Pumpe,Prim}$) und der WP-Regelung ($E_{Regelung}$) berücksichtigen.

Beim Systemnutzungsgrad (SNG+) werden die Systemgrenzen weiter gefasst, es werden also auch zusätzliche Komponenten miteinbezogen. Die abgegebene Wärmemenge (Nutzenergie) besteht hier aus der sekundärseitig am Frischwassermodul gemessenen Wärme (Haus B) bzw. vom kubischen Speicher bezogene BWW-Wärme (Haus A) sowie die gemessene Wärme am Heizkreis für die Raumheizung. Auf der Verbrauchsseite wird der Stromverbrauch aller Komponenten des Heizsystems miteinbezogen, also zusätzlich zum Stromverbrauch der WP

insbesondere auch derjenige der Umwälzpumpen, Elektroheizstäbe und der Regler. Es werden nur die Komponenten im Heizungskeller berücksichtigt, die Pumpen im Heizkreisverteiler der aHKV werden somit nicht berücksichtigt. Die hier gewählten Systemgrenzen entsprechen denjenigen, welche im Rahmen der «Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018» [2] in Absprache mit EnergieSchweiz (Wärmepumpenprogramm) definiert worden sind.

$$SNG_{+} = \frac{Q_{nutz}}{E_{Sys}}. \qquad \text{Gl. 6}$$

Möchte man gezielt nur die Effizienz der Wärmepumpe untersuchen, ohne Einbezug der Umwälzpumpen, wird dies im Projekt mit COP+ ausgewiesen. Dieser ist definiert als

$$COP_{+} = \frac{Q_{WP}}{E_{Kompressor} + E_{Regelung}}, \qquad \text{Gl. 7}$$

Ob ein System lokalen PV-Strom erzeugt oder nicht hat keinen Einfluss auf die in diesem Kapitel beschriebenen Kennwerte.

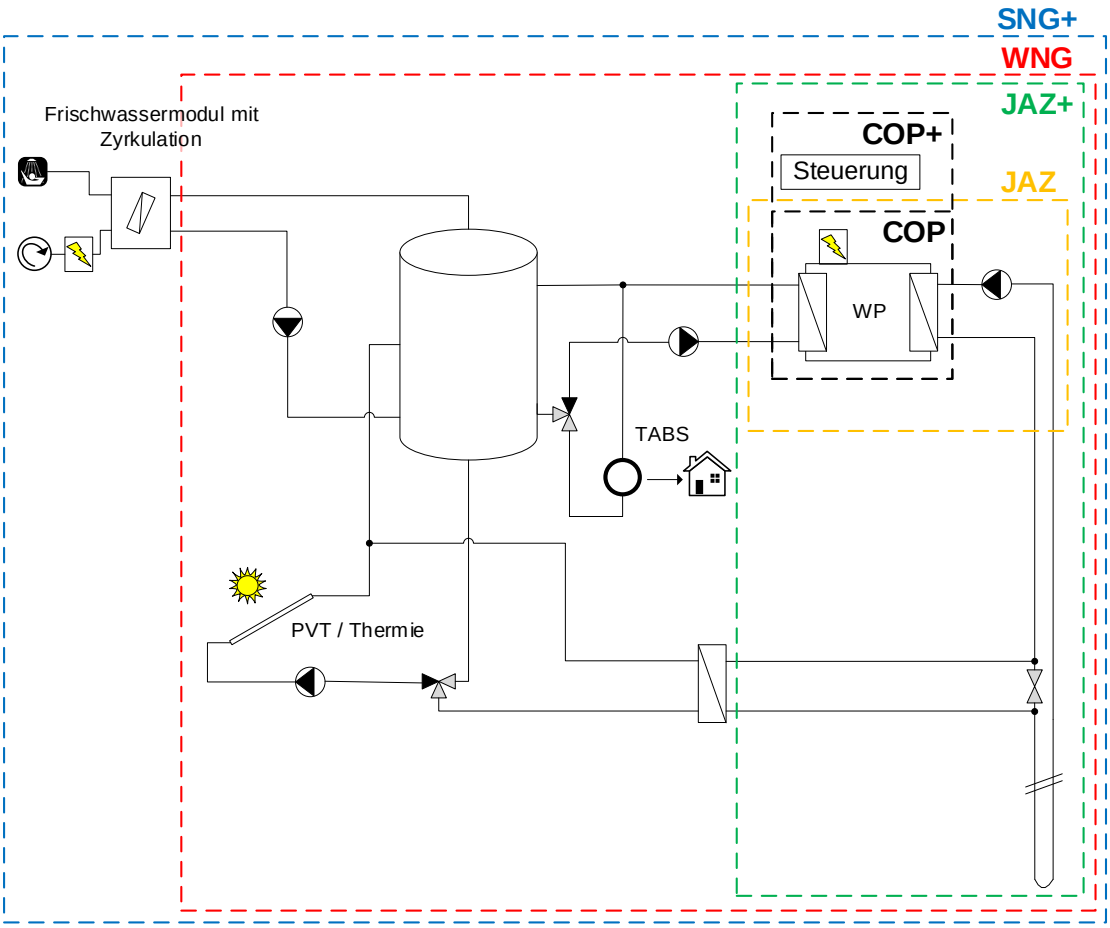

Abbildung 19: Definition der Systemgrenzen im Projekt für die Berechnung der KPI's.

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Inbetriebnahme Monitoring

Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf die Auswertung im Jahr 2020. Im Verlauf des Jahres wurden diverse Komponenten der Gesamtanlage in Betrieb genommen oder Fehler behoben. In der Tabelle 5 sind die wichtigsten Änderungen am System zusammengefasst. Die Tabelle wird über die nächsten Jahre regelmässig ergänzt.

Tabelle 5: Wichtige Eckdaten und Anpassungen am Gesamtsystem oder dem Monitoring.

Anlagekomponente	Datum	Gebäude	Bemerkungen
K-EWS	22.01.2020	A und B	Inbetriebnahme Anlage inklusive Monitoring
Solaranlage (Thermie und PVT)	9.04.2020	B	Korrekter Betrieb nach Fehlerbehebung am Druckwächter im Solarkreis (zu tiefer Schwellwert eingestellt)
Solaranlage (PVT)	9.04.2020	A	Korrekter Betrieb nach Fehlerbehebung am Druckwächter im Solarkreis (zu tiefer Schwellwert eingestellt)
Niederhub-Wärmepumpe	9.04.2020	B	Drive Elektronik wurde ausgetauscht (Probleme mit Expansionsventil)
BWW-Zähler ersetzt	15.04.2020	B	Es war ein ungeeigneter Wasserzähler installiert (fehlerhafter Durchflussbereich)
Solaranlage (Thermie)	16.06.2020	A	Umschaltung auf 70% PVT und 30% Thermie (somit gleich wie Haus B). Vorher ging die Wärme ungewollt ins Haus C.
Notheizung	16.06.2020 bis 16.10.2020	B	Notheizung als Backup für defekte WP (Expansionsventil), Elektrozähler installiert
Wärmezähler EWS1 und EWS2	23.06.2020	A und B	Umgekehrte Flussrichtung (EWS) in den Zählern (Abweichung von der Planung). Änderung der Verkabelung durch Neovac ausgeführt.
Aktive Kühlung Deaktiviert	17.08.2020	B	Störung am Umschaltventil der WP
Regelung Pumpe 2 (Primärkreis)	13.11.20	A und B	Regelung des Volumenstroms von "Proportional zur Verdichterleistung" zu "Konstant dT 3.5 K" angepasst

Der fehlerhaft eingestellte Druckwächter in der Solaranlage im Haus B war ein kleiner Fehler der einfach behoben werden konnte. Jedoch führte der Fehler dazu, dass viel Energie nicht genutzt wurde und beispielsweise im vorliegenden Fall die Erdsonden erst spät regeneriert wurden. Ohne ein aktives Monitoring wäre dieser Fehler in Realität gar nicht oder erst nach einigen Jahren bemerkt worden. Ein weiterer Fehler, der erst mit dem Beginn der Datenauswertung festgestellt wurde, ist, dass die Solarthermieanlage von Haus A den Speicher im Haus C beladen hat. So waren bis zu diesem Zeitpunkt für die Erdreichregeneration und BWW-Vorwärmung nur die PVT-Kollektoren im Einsatz.

Mit Inbetriebnahme der Erdwärmesonden im Januar ging es fast sechs Monate bis die gröbsten Fehler ermittelt und behoben werden konnten. Bei neuen Anlagen sollte also

mindestens mit einem halben bis einem ganzen Jahr Betriebsoptimierung gerechnet werden, abhängig davon wie Komplex die Anlage ist (Bürobau, Wohnungsbau etc.).

Ein weiteres Problem gab es mit neuen Wärmemengenzählern der Firma NeoVac. Diese haben regelmässig Ausfälle aufgewiesen. Das hat zu grossem Mehraufwand geführt hat, da immer wieder ein Reset der Zähler vor Ort notwendig war. Das Monitoring des Hauses C wird durch die Firma Siemens betrieben, auch hier wurden die neuartigen Zähler eingesetzt, weshalb es bei Haus C noch grössere Messdatenausfälle gibt. Das Projektteam ist bestrebt, gemeinsam mit Siemens auch für Haus C möglichst Messdaten für ein komplettes Jahr zu ermitteln.

4.2 Energieflüsse und Energiebilanzen

Ein Energieflussdiagramm für Haus A, B und C wird nach der Erfassung eines gesamten Messjahres ohne grössere Ausfälle erstellt. Dies sollte nach aktuellem Stand Ende 2021 / Anfang 2022 möglich sein.

4.2.1 Heizwärme- und Kälteverbrauch

In Abbildung 20 ist der Heizenergieverbrauch für die beiden Häuser während der Messperiode von Januar 2020 bis Ende Oktober 2020 zusammengefasst. Ein Vergleich mit Planungswerten wird erst Ende Dezember möglich sein, sobald ein gesamtes Jahr erfasst wurde. Trotzdem ist gut ersichtlich, dass die baugleichen Häuser (jeweils 5 Wohnungen) einen unterschiedlichen Heizwärmeverbrauch aufweisen. Das Haus B benötigt im Schnitt über alle Monate 20% mehr Wärme. Die Autoren vermuten, dass vor allem das unterschiedliche Nutzerverhalten zu dieser Differenz führt. Da keine Daten zu den Innenräumen vorhanden sind, sollen ab Januar 2021 mittels IoT-Sensoren die Raumtemperatur, CO_2-Konzentration und die relative Luftfeuchtigkeit in den Wohnungen erfasst werden.

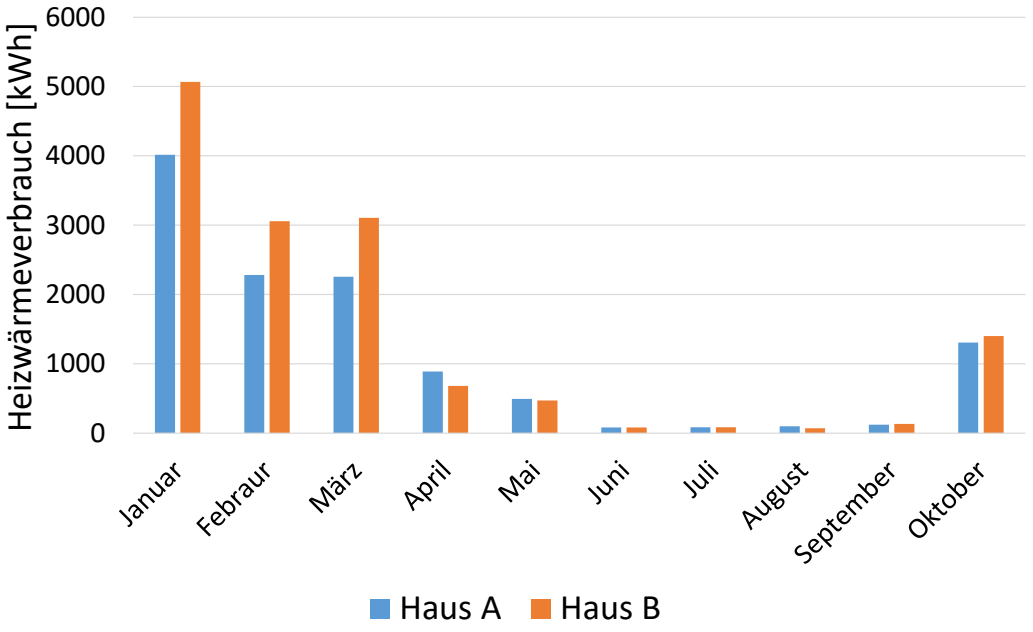

Abbildung 20: Monatlicher Heizwärmeverbrauch von Januar bis Ende Oktober 2020.

In Abbildung 21 ist der Kälteverbrauch der beiden Teilhäuser für drei Monate aufgeführt. Am 17. August musste die Kühlung im Haus B deaktiviert werden, da Probleme beim Umschaltventil der Wärmepumpe auftraten. Aus diesem Grund ist ein direkter Vergleich des Kälteverbrauchs nur im Monat Juli möglich. Hier zeigt sich, dass auch im Kühlfall das Haus B im Vergleich zu Haus A etwa 30% mehr Energie benötigt. Auch in diesem Fall erhofft sich das Projektteam die Gründe dafür mittels Innenraumsensoren ermitteln zu können.

Die Kühlung der Wohnungen wird beim Überschreiten des 24h-Mittelwertes der Aussentemperatur von 24 °C in Betrieb genommen.

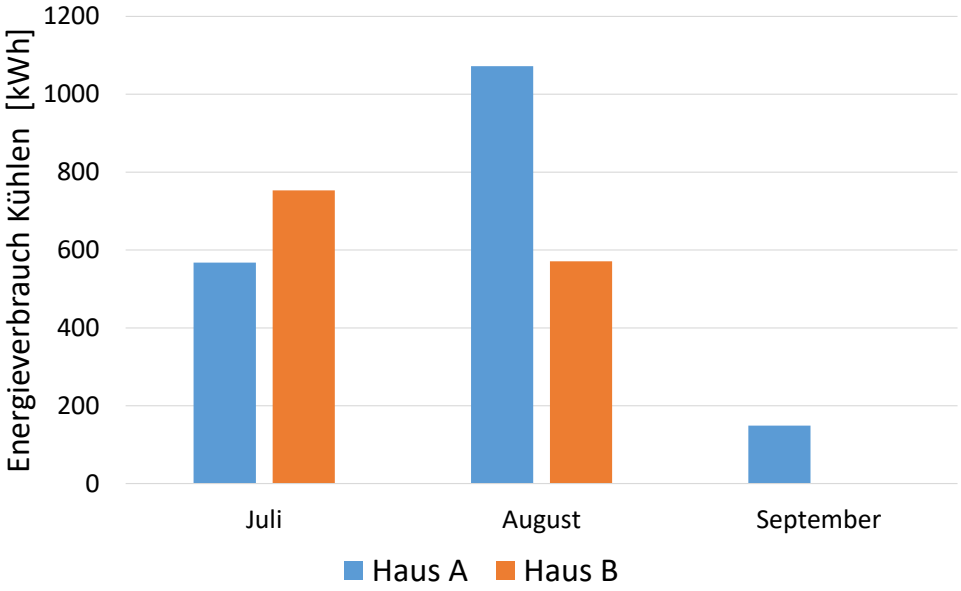

Abbildung 21: Kühlenergieverbrauch im Sommer 2020 (Juli bis Ende September).

4.2.2 Leistungskennlinie

Die Leistungskennlinie der Häuser kann aufgrund der aktiven Heizkreisverteilung (aHKV) nicht erfasst werden. Die genauen Gründe werden in Kapitel 4.8 beschrieben. Deshalb zeigt Abbildung 22 nicht wie gewünscht die Leistungskennlinie des Heizkreiswärmezählers (WZ5) sondern die Leistungskennlinie der Wärmepumpe. Die Wärmepumpe weist eine Drehzahlregelung auf, mit welcher die Leistung zwischen 6 kW und 20 kW (W10/W35) variiert werden kann. Unter 7 kW respektive einer Kompressordrehzahl von unter 20 Hz geht die Wärmepumpe in einen On-Off-Betrieb. In der Abbildung 22 wird deutlich, dass ab einer Tagesmitteltemperatur von etwa 9 °C die Wärmepumpe fast nur noch auf minimaler Stufe läuft. Damit wird deutlich, dass die Wärmepumpe zu gross dimensioniert wurde für diesen Bedarf. Dies ist hier kein Einzelfall, sondern eher die Regel, wie die Auswertung anderer P&D- und Forschungsprojekte aufzeigt [3,4]. Die schwarz-gestrichelte Linie zeigt die ungefähr erwartete Leistungskennlinie für das Haus A, basierend auf Erfahrungswerten anderer Projekte. In diesem Fall würde wahrscheinlich eine Leistungsbandbreite zwischen 4 kW und 14 kW zu einer Effizienzsteigerung und höheren Lebensdauer der Wärmepumpe führen. Eine finale Aussage kann erst gemacht werden, wenn weitere Jahre erfasst wurden. Auch da der Winter 19/20 der mildeste seit Messbeginn 1864 war [5].

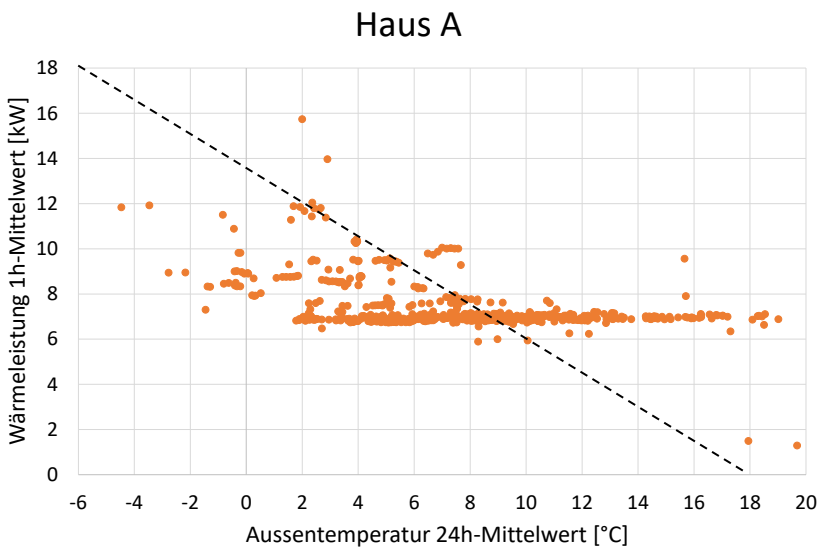

Abbildung 22: Leistungskennlinie Haus A; Stundenmittelwert der Heizleistung in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur. Messperiode: 22. Januar bis Ende Oktober 2020. Die schwarz-gestrichelte Linie zeigt den erwarteten, theoretischen Verlauf der Leistung.

Ergänzungen im nächsten Jahresbericht: Durchschnittliche Wärmepumpenlaufzeit über Aussentemperatur und Einschaltzyklen über Aussentemperatur (Histogramm).

4.3 Auswertung Solaranlagen

Ein Vergleich der beiden Solaranlagen der Häuser A und B ist erst ab Juli 2020 möglich, da vorher die solarthermische Anlage von Haus A die produzierte Wärme in Haus C eingespeist hat. Seit dem 16. Juni 2020 werden beide Anlagen gleich betrieben, und zwar mit einem Flächenanteil von 30% selektiven unabgedeckten Kollektoren und 70% PVT-Kollektoren. Im Verlauf des Projektes (ca. in 2 Jahren) wird bei Haus A der Flächenanteil auf 100% PVT-Kollektoren umgestellt werden, um den Nutzen der unterschiedlichen Kollektortechnologien für die Erdreichregeneration zu vergleichen.

In Abbildung 23 sind die solare Einstrahlung auf die Bruttofläche der Solaranlagen und die produzierte Wärme im Kollektorfeld der beiden Anlagen jeweils für Haus A und B dargestellt. Die Daten beschränken sich auf den Zeitraum zwischen Juli und Oktober 2020.

Da die Messdatenerfassung für die Solaranlagen von Haus B grössere Ausfälle aufweist, liegt der Fokus in diesem Kapitel auf der Auswertung der Anlage von Haus A.

Für die nachfolgende Auswertung ist wichtig zu wissen, dass die Vorwärmung des Brauchwarmwassers kaum stattgefunden hat, mehr dazu in Kapitel 4.6.1.

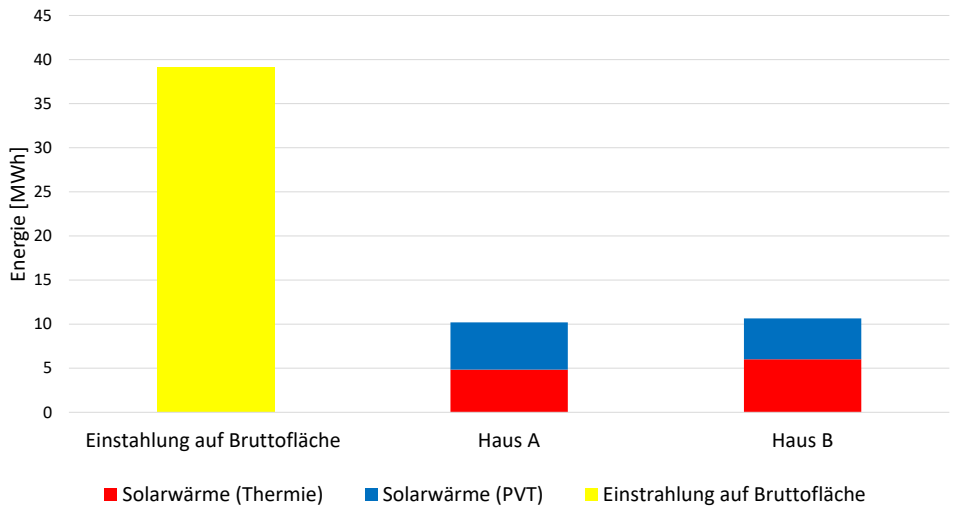

Abbildung 23: Vergleich der solaren Erträge für die unterschiedlichen Häuser und Kollektortechnologien mit der Einstrahlung auf die Bruttofläche (Juli bis Oktober 2020). Daten zur Solarstrahlung wurden mittels eines Pyranometer (SMP3) auf dem Dach des Hauses A gemessen.

Die Regeneration der EWS erfolgt im Sommer in der Regel über die aktive Kühlung der Wohnungen. Zusätzlich können die Solaranlagen in Serie zur aktiven Kühlung dazu geschaltet werden. Dies hat zur Folge, dass der Ertrag der Solarkollektoren aufgrund der höheren Rücklauftemperatur abnimmt. In der Abbildung 24 ist deutlich zu sehen, dass die vermehrte Kühlung im August die Temperaturspreizung verringert und die Rücklauftemperatur im Vergleich zum Monat Juli ansteigt. Der geringere Ertrag ist jedoch nicht nur auf die höheren Temperaturen zurückzuführen, sondern auch auf die geringere Einstrahlung im Monat August im Vergleich zum Juli (siehe Abbildung 25). Der Kühlenergieverbrauch im Juli ist im Vergleich zum August fast halb so gross (siehe Abbildung 21).

In Tabelle 6 sind die spezifischen Wärmeerträge der unterschiedlichen Häuser und Anlagen zusammengefasst. Der Wärmeertrag der PVT-Anlage ist im Haus B um 14% tiefer als im Haus A. Dies könnte auf den deutlich höheren Volumenstrom im Haus B zurück zu führen sein, da tiefere Vorlauftemperaturen mit einem hohen Volumenstrom erreicht werden.

Der spezifische Ertrag der thermischen Anlage im Haus A ist um 20% tiefer als im Haus B. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kühlung im Haus B am 17. August 2020 deaktiviert wurde und somit tiefere Rücklauftemperaturen für das Kollektorfeld im Haus B erreicht wurden.

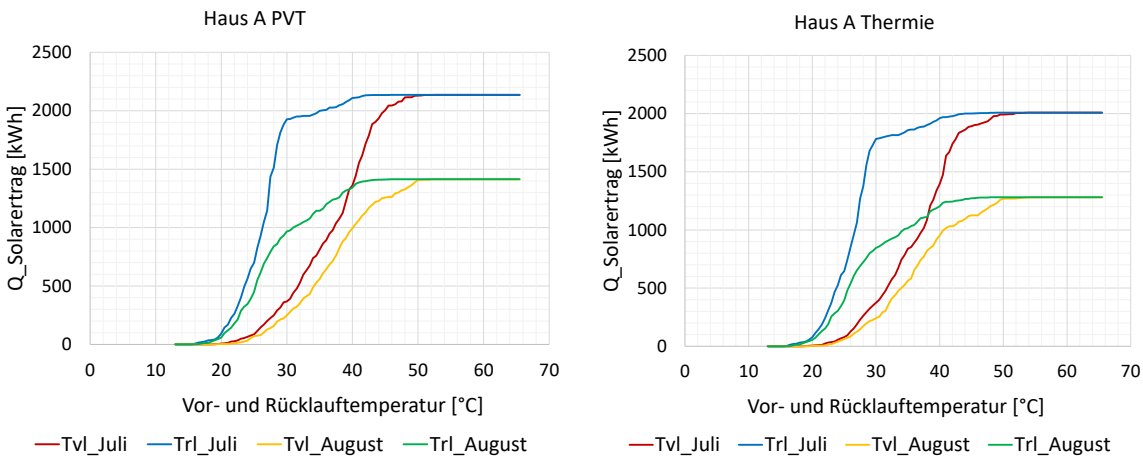

Abbildung 24: Stündlicher Solarertrag für das Haus A in Abhängigkeit der Vor- und Rücklauftemperatur für die Monate Juli und August. Links für die PVT-Anlage und rechts für die thermische Anlage.

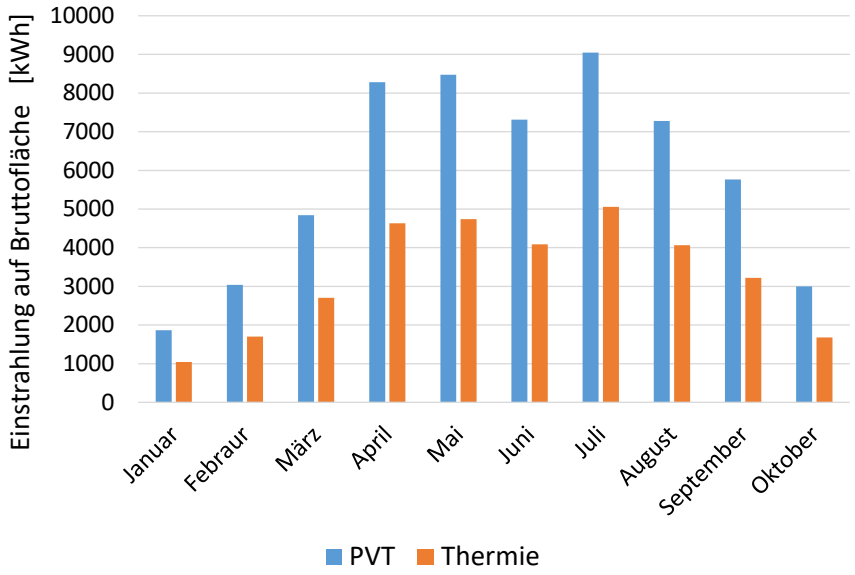

Abbildung 25: Monatliche Einstrahlung auf die Kollektorbruttofläche für das Jahr 2020.

Tabelle 6: Vergleich der spezifischen Wärmeerträge für die unterschiedlichen Solaranlagen und Häuser. (Juli bis Ende Oktober 2020)

		Haus A	Haus B
PVT	Bruttofläche [m²]	45.8	45.8
	Volumenstrom [l/h]	850	1300
	Spezifischer Solarertrag [kWh/m²]	117	101
Selektive unabgedeckte Kollektoren	Bruttofläche [m²]	25.6	25.6
	Volumenstrom [l/h]	850	900
	Spezifischer Solarertrag [kWh/m²]	189	234

4.4 Niederhub-Wärmepumpe

Die Auswertung der Niederhub-Wärmepumpe (NH-WP) fällt unterschiedlich für die beiden Teilhäuser aus (siehe Abbildung 26 und Abbildung 27). Einerseits zeigt sich, dass die NH-WP im Haus A sehr gute COP's aufweist, welche überdurchschnittlich sind, mit einem COP+ von >10 für den Heizmodus und einem COP+ von >3.5 für die BWW-Erzeugung. Anderseits weist die baugleiche Wärmepumpe im Haus B deutlich tiefere COP's auf, zusätzlich ist eine grössere Streuung bei ähnlicher Quellentemperatur feststellbar. Der Grund dafür liegt an einem Defekt des Expansionsventils, weshalb Anfang April die Elektronik ersetzt wurde. In Abbildung 27 ist nach dem Wechsel eine leichte Verbesserung feststellbar, jedoch sind die Ergebnisse noch nicht zufriedenstellend. Es werden weitere Lösungsansätze für die Problematik gesucht um ähnlich gute Betriebszustände wie im Haus A zu erreichen. Neben der Streuung weist die NH-WP im Haus B auch im Schnitt tiefere COP's im Vergleich zu Haus A auf. Dies ist zum Teil auf die tieferen Quelltemperaturen zurückzuführen (im Schnitt 1-2 K, siehe Abbildung 30 und

Abbildung 31). Die EWS von Haus B hat eine um 50 m kürzere Sondenlänge, was wohl die Hauptursache dafür ist (mehr dazu in Kapitel 4.5).

Generell ist in beiden Fällen ersichtlich, dass eine höhere Quellentemperatur zu einem besseren COP's führt. Die Verbesserung ist grösser im Heizungsfall als während der BWW-Erzeugung aufgrund der deutlich höheren Senkentemperatur im BWW-Modus. Welchen Einfluss die Erdsondenregeneration und damit einhergehende höhere Quelltemperaturen auf die Jahresbilanz haben, wird in den nächsten Jahren genauer untersucht.

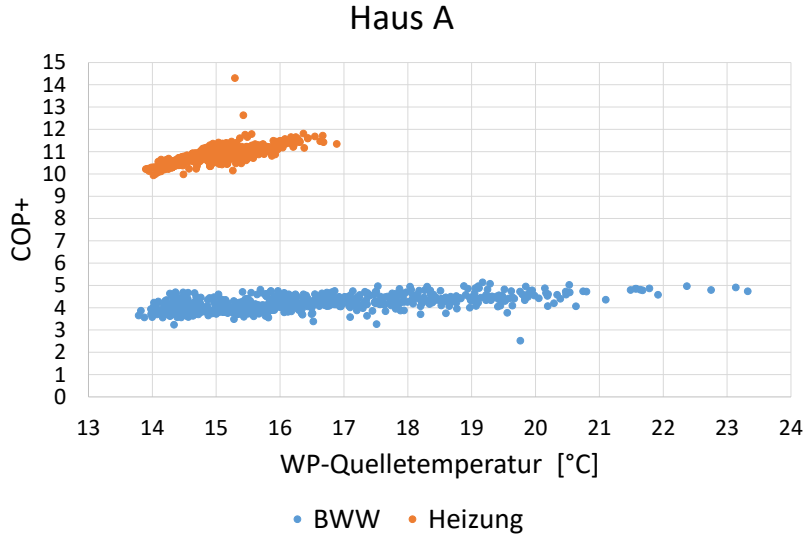

Abbildung 26: COP+ in Abhängigkeit der Quellentemperatur und des Betriebsmodus der Wärmepumpe für das Haus A (Stundenwerte von 22 Januar bis Ende Oktober 2020).

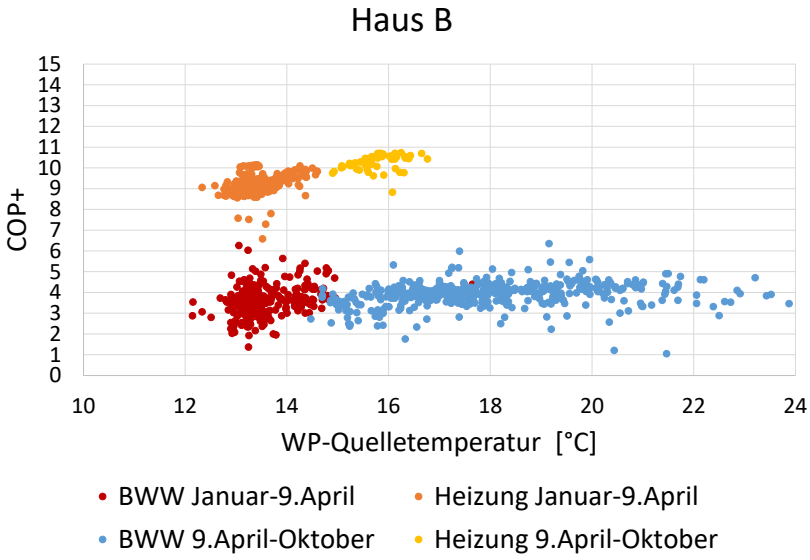

Abbildung 27: COP+ in Abhängigkeit der Quellentemperatur und des Betriebsmodus der Wärmepumpe für das Haus B (Stundenwerte von 22 Januar bis Ende Oktober 2020). Zusätzlich wurde für Haus B unterschieden zwischen der Periode mit defektem und neuem Expansionsventil.

Ergänzungen im Jahr 2021/22:

- Vergleich mit Standard-Wärmepumpen (mit Messdaten unter ähnlichen Bedingungen)
- Auswertung Jahresarbeitszahlen

4.5 Erdreichregeneration

Die Solaranlagen wurden im April 2020 in Betrieb genommen und damit auch die Regeneration der Erdwärmesonden (EWS). Eine zusätzliche Regeneration in den Sommermonaten erfolgt über die aktive Kühlung der Wohnungen. Die Priorität liegt bei der aktiven Kühlung, weshalb die Solaranlage in Serie geschaltet ist.

In Abbildung 28 ist die thermische Energie aufgeführt, welche zur Regeneration der EWS im Haus A verwendet wurde. Es wird dabei zwischen den beiden Solaranlagen und der aktiven Kühlung unterschieden. Die Regeneration mittels unabgedeckter selektiver Kollektoren (Regeneration Thermie) wurde verspätet im Juni aufgenommen, weil der Druckwächter im Solarkreis falsch eingestellt war. Aus diesem Grund wurde in den Monaten April und Mai das thermisch genutzte Erdreich von Haus A im Vergleich zu Haus B weniger regeneriert (siehe Abbildung 29). In den Monaten August und September ist wiederum die Regeneration über die aktive Kühlung der Wohnungen grösser für die Anlage A, da die aktive Kühlung im Haus B aufgrund eines Wärmepumpendefekts unterbrochen wurde.

Ein direkter Vergleich der Solaranlagen von Haus A und B kann für keinen Monat durchgeführt werden, da auch im Monat Juli die aktive Kühlung den Ertrag beeinflusst aufgrund des höheren Kühlbedarfs von Haus B (siehe Kapitel 4.3).

Von Anfang April bis Mitte Juni wurde das thermisch genutzte Erdreich von Haus A nur mit PVT-Kollektoren regeneriert, während Haus B für die selbe Fläche eine Aufteilung von 70% / 30% (PVT/Thermie) aufwies. Ab Mitte Juni wurde die Flächenaufteilung bei Haus A gleich wie bei Haus B eingestellt.

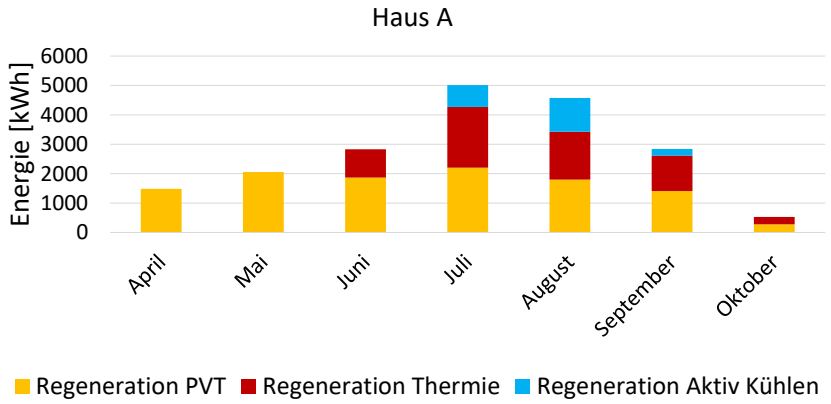

Abbildung 28: Monatsbilanz der thermischen Erdreichregeneration für unterschiedliche Quellen für Haus A.

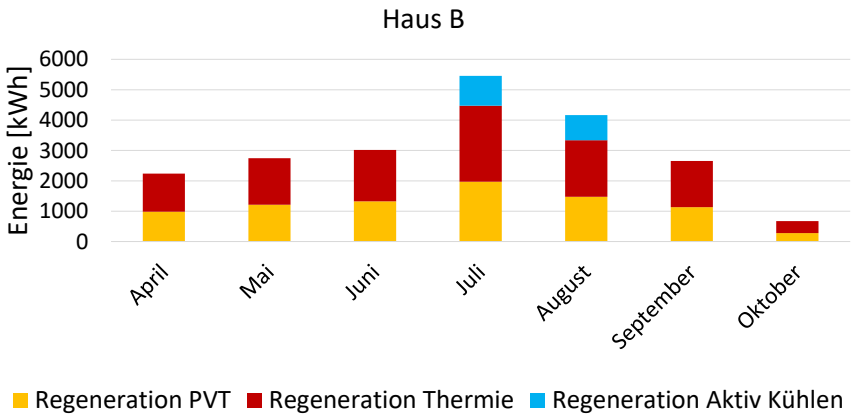

Abbildung 29: Monatsbilanz der thermischen Erdreichregeneration für unterschiedliche Quellen für Haus B.

In Abbildung 30 und Abbildung 31 sind für beide Häuser die Vorlauftemperaturen der EWS (Temp.quelle WP) für die gesamte Messperiode dargestellt (rote Linie). Die Vorlauftemperatur ist in der Anlage A schon bei der Inbetriebnahme um etwa 1-2 K höher als in Anlage B. Der Grund dafür liegt sehr wahrscheinlich darin, dass die EWS der Anlage B nicht wie vorgesehen auf 450 m abgeteuft wurde, sondern nur auf 400 m.

In beiden Erdwärmesonden ist ein leichter Temperaturanstieg seit Beginn der Regeneration festzustellen. Eine Langzeitentwicklung kann jedoch erst nach mehreren Jahren Betrieb am Ende des Projektes abgeschätzt werden. Die während der Sommermonate gemessenen hohen Temperaturen zwischen 20 und 30 °C entsprechen der Regenerationstemperatur bei aktiver Kühlung der Häuser. Diese sind daher nicht als Quellentemperatur der Wärmepumpe zu interpretieren.

Die beiden Grafiken zeigen auch die kumulierte Energie für die Regeneration durch die EWS und den Bezug der NH-WP. Für Haus A können die einzelnen Regenerationsquellen detailliert aufgeschlüsselt werden, für Haus B ist dies nicht möglich aufgrund von Messdatenlücken. Tabelle 7 fasst die wichtigsten Ergebnisse zur Regeneration zusammen.

Tabelle 7: Vergleich der Regeneration für Haus A und B für die Messperiode zwischen Januar und Oktober 2020.

	Haus A [kWh]	Haus B [kWh]
Energie aus dem Erdreich	15'350	14'274
Regeneration durch Solar Anlage	15'351	
Regeneration durch Aktive Kühlung	2'367	
Gesamte Regeneration	17'716	18'472
Regenerationsgrad	115%	129%
EWS Durchschnittstemperatur Februar (EWS_Tvl)	14.8°C	13.6°C
EWS Durchschnittstemperatur Oktober	16.3°C	16.0°C

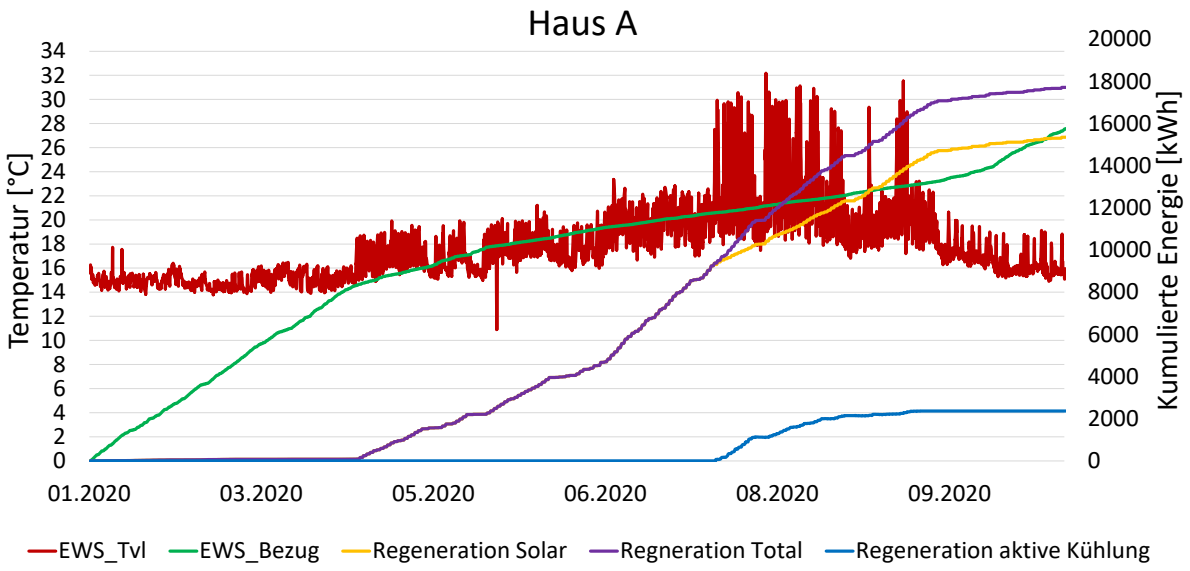

Abbildung 30: Entwicklung der EWS Vorlauftemperatur (EWS_Tvl) in der gesamten Messperiode und der kumulierten Energie für die bezogene Energie (EWS_Bezug), Regeneration durch die Solaranlagen und Regeneration durch die aktive Kühlung für Haus A.

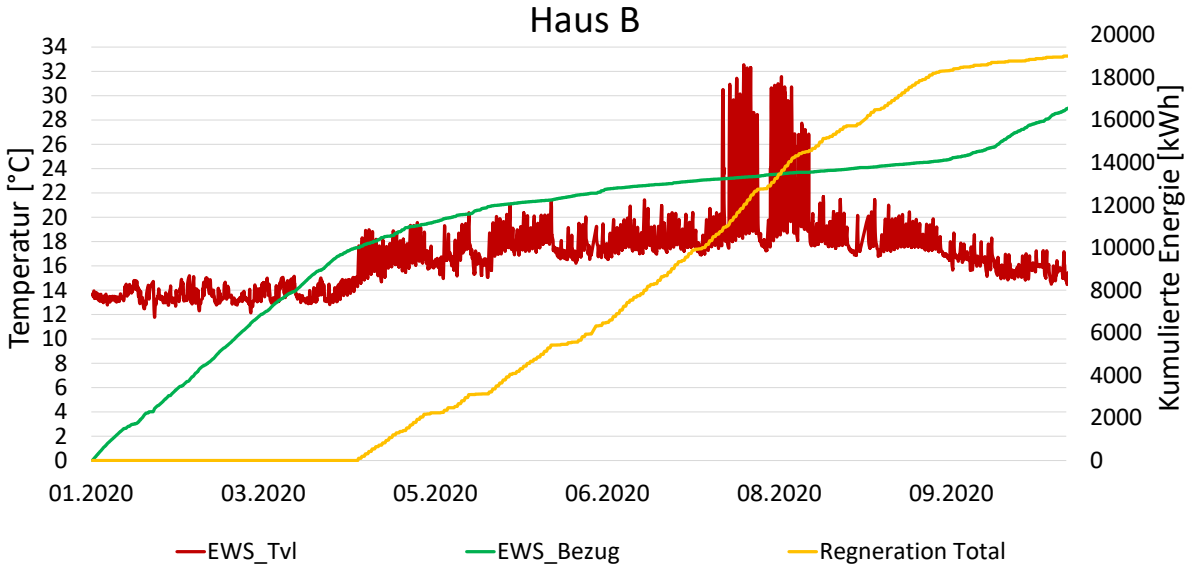

Abbildung 31: Entwicklung der EWS Vorlauftemperatur (EWS_Tvl) in der gesamten Messperiode und der kumulierten Energie für die bezogene Energie (EWS_Bezug), Regeneration durch die Solaranlagen und Regeneration durch die aktive Kühlung für Haus B.

Angedachte Untersuchungen für den nächsten Bericht:

- *Entzugsleistung der EWS bei Volllast der WP*
- *Option: Bei einer Anlage die solare Regeneration deaktivieren für 1-2 Jahre um den Effekt der solaren Regeneration zu ermitteln (ist noch zu besprechen im Team).*

4.6 Warmwasserspeicher

In den Häusern A und B wurden unterschiedliche Warmwasserspeicher eingesetzt. Haus A verfügt über einen kubischen Speicher mit solarer Vorwärmung und Haus B über einen Standardspeicher ohne solare Vorwärmung jedoch mit einem Frischwassermodul. In den nachfolgenden beiden Kapiteln wird auf einzelne Erkenntnisse zu den Speichern genauer eingegangen.

4.6.1 Kubischer Speicher

Im Laufe der Datenanalyse wurde festgestellt, dass die Ladung des kubischen Speichers durch die Solaranlage nicht wie geplant funktioniert. Die Vorerwärmung durch die Solaranlage hat kaum stattgefunden, es wurden gerade mal 8 kWh seit April 2020 eingespeist. Die Regelung ist so eingestellt, dass im Winterfall ab einem Temperaturunterschied von 3 K zwischen Kollektor und Speicher (Temperatursensor F7, unteres Speicherviertel) die Vorerwärmung aktiviert wird. Im Sommerfall wird bei Temperaturunterschieden von 3 K zwischen Kollektor und Speicher (Temperatursensor F6, Speichermitte) das Ventil V5 umgeschaltet und das Wärmeträgermedium wird in das obere Speicherviertel eingebracht. Um die Temperaturschichtungen im Speicher zu erhalten, schaltet das Ventil V4 analog wie das Ventil V5. Im Sommerfall wird der Speicher vom oberen Speicherviertel entleert und im Winterfall vom unteren Speicherviertel.

Aktuell gehen wir davon aus, dass sich keine Schichtung im Speicher etabliert und der gesamte Speicher über die WP geladen wird und entsprechend hohe Temperaturen auch im untersten Viertel vorherrschen. In Abbildung 33 wird diese Situation deutlich, die BWW-Beladung startet erst wenn die Vorlauftemperatur im Kollektorfeld grösser als 50 °C ist.

In den nächsten Wochen wird abgeklärt, ob weitere Temperaturfühler für eine kurze Zeit am Speicher befestigt werden können um die Schichtung des Speichers zu prüfen.

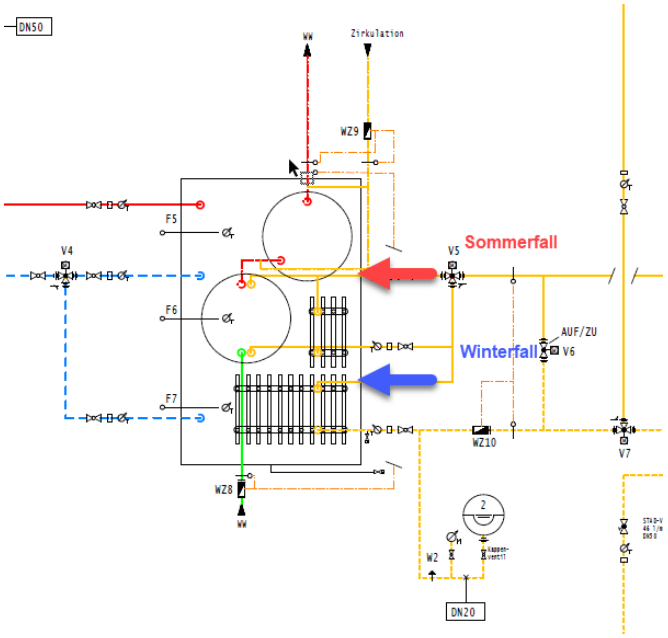

Abbildung 32: Ausschnitt aus dem Hydraulikschema mit der Verschaltung und den Temperatursensoren im kubischen Speicher im Haus A.

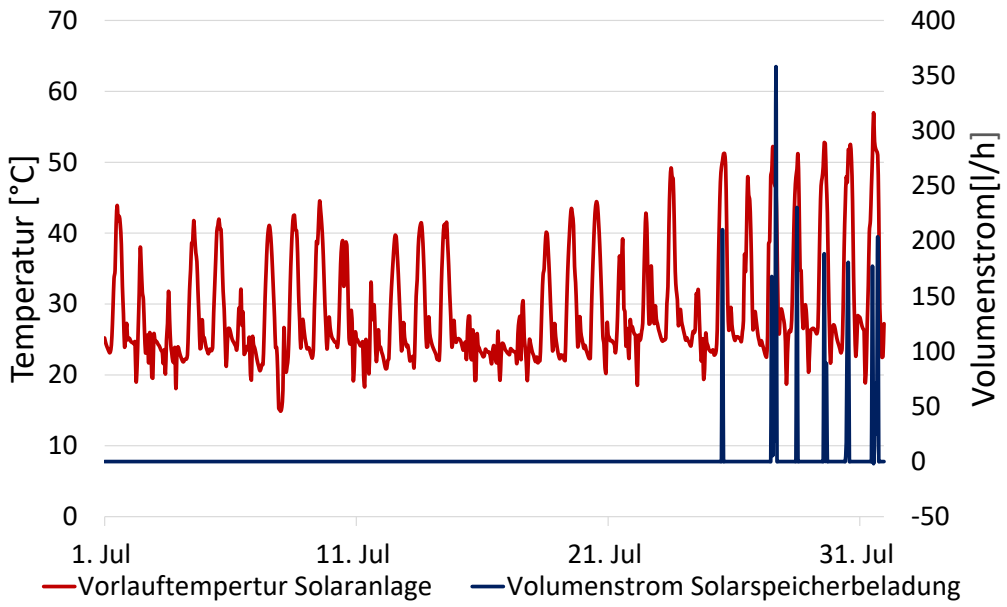

Abbildung 33: Vorlauftemperatur der beiden Solaranlagen (Mischtemperatur PVT/Thermie) und Volumenstrom des Wärmemengenzählers vor dem Speicher.

4.6.2 Klassischer Speicher - Schichtung

Auch bei diesem Speicher wird vermutet, dass die Schichtung nicht funktioniert, trotz eines eingebauten Sprührohrs. Die Speicherbewirtschaftung mittels WP scheint nicht ideal zu sein. Dies wird durch den Durchlauferhitzer nach dem Frischwassermodul kompensiert. Dieser macht 30% des elektrischen Energieverbrauchs für die BWW-Bereitstellung aus. Ein anderer Grund neben der Schichtung, könnte ein fehlerhafter Betrieb des Frischwassermoduls sein. Das Projektteam wird die Situation in den nächsten Wochen genauer prüfen.

4.7 Thermoaktive Bauteilsysteme (TABS)

In allen drei Neubauten wurde ein thermoaktives Bauteilsystem (TABS) für die Wärme- und Kälteabgabe umgesetzt. Die Wärmeverteilung ist in der Betondecke integriert (Betonkerntemperierung) und gibt die Wärme oder Kälte grossflächig an den Raum ab. TABS haben den Vorteil, dass im Vergleich zu einer Fussbodenheizung mit noch geringerem Temperaturunterschied zur Raumtemperatur geheizt und gekühlt werden kann (tiefe Vorlauftemperatur), was die Effizienz der Wärmepumpe entsprechend erhöht. TABS sind im Vergleich zu Radiatoren ein sehr träges System und muss mit einer guten Regelung der Volumenströme ausgerüstet sein, um bedarfsgerecht Wärme oder Kälte ins Gebäude einzubringen. Ein Vorteil der thermischen Trägheit ist, dass auf einen Pufferspeicher verzichtet werden kann, mit der Bedingung, dass eine modulierende Wärmepumpe eingesetzt wird.

In Abbildung 34 ist die Verlegung der Heizungsrohre in der Decke dargestellt. Die Heizkreise gehen zum Teil über mehrere Zonen, weshalb eine raumweise Regelung kaum möglich ist. Eine Alternative wäre eine wohnungsweise Regelung (Referenzraumregelung). Da die Decke über mehrere Wohnungen geht, stellt sich jedoch die Frage, ob eine Regelung pro Wohnung überhaupt funktionieren kann. Dadurch, dass moderne Gebäude gegen aussen sehr gut gedämmt sind, ist der Wärmeaustausch innerhalb des Gebäudes, im Verhältnis zum Wärmetransport nach aussen, grösser geworden, im Vergleich mit älteren Gebäuden. Dies erschwert etwa für Wohnungen in den Zwischengeschossen die bedarfsgerechte Wärmezufuhr, da diese einen deutlich geringeren Wärmebedarf haben als Erd- und

Dachgeschosse [6]. Deshalb ist auch bei einer TABS Umsetzung wichtig, die Volumenströme dem Bedarf der unterschiedlichen Zonen und Stockwerke entsprechend einzuregulieren.

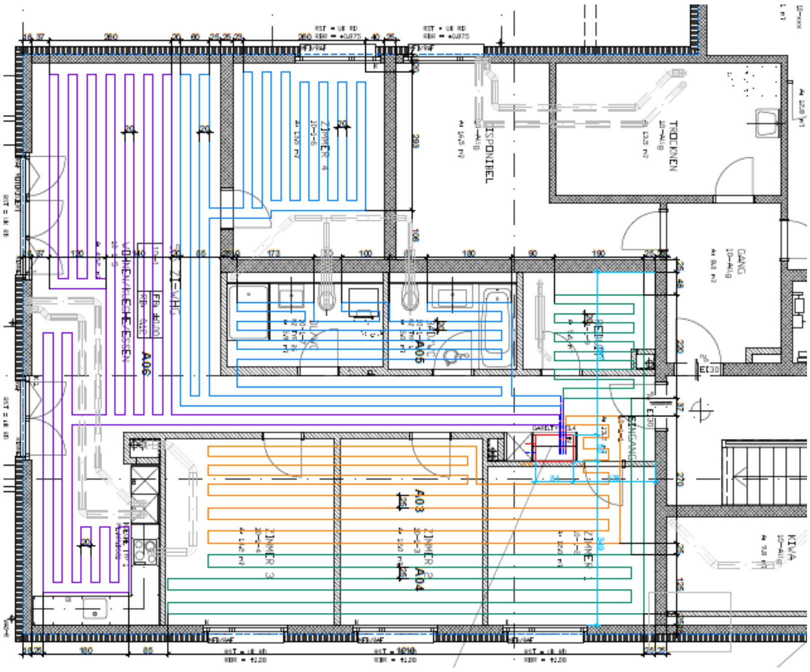

Abbildung 34: TABS Verlegeplan für eine P&D 5.5-Zimmer Wohnung.

In Abbildung 35 ist der Tagesmittelwert der Vorlauftemperatur der TABS in Abhängigkeit der Aussentemperatur (48h-Mittelwert) dargestellt. Dabei fällt auf, dass die Streuung gerade im Temperaturbereich zwischen 8 °C und 14 °C gross ist. Dies könnte auf die prädiktive Regelung zurück zu führen sein, welche die zukünftige Aussentemperatur in der Heizkurve mitberücksichtigt. Diese Streuung bei gleicher Temperatur könnte ein Hinweis darauf sein, dass die Regelung noch nicht optimal eingestellt ist. Im nicht-P&D-Teil wurde eine Regelung von Siemens verwendet (DESIGO TABS Control). Für den P&D Teil mit 10 Wohnungen wird die Regelung über digitalStrom bereitgestellt (aHKV).

Eine Auswertung im Jahr 2018 der Wohnungen, die nicht Teil des P&D sind, hatte aufgezeigt, dass die Regelung noch nicht richtig funktionierte, da tagsüber die Wohnungen über die TABS gekühlt wurden und in der Nacht geheizt. Sobald dem Projektteam die Messdaten von Siemens zur Verfügung gestellt werden, wird überprüft, ob dieser Fehler behoben worden ist.

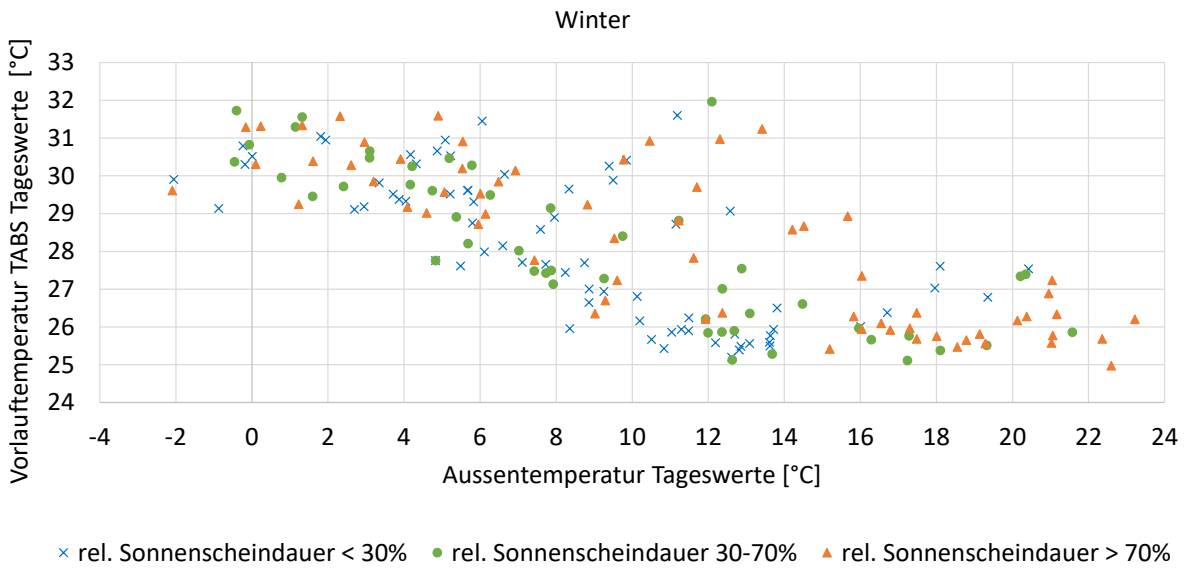

Abbildung 35: Tagesmittelwert der Vorlauftemperatur der TABS in Abhängigkeit des 48-Stunden-Mittelwertes der Aussentemperatur (Haus A). Unterscheidung von sonnigen (>70%), teils sonnigen (30-70%) und eher bewölkten (<30%) Tagen, bezogen auf die relativen Sonnenstunden von MeteoSchweiz.

Die fehlende Möglichkeit der Bewohner auf die Raumwärme Einfluss zunehmen, ist kritisch zu beurteilen. Da im schlimmsten Fall, wegen einer Wohnung mit unzufriedenen Bewohnern, für alle die Vorlauftemperaturen erhöht werden muss, um höhere Raumtemperaturen in einer Wohnung zu erreichen. Dies wiederrum führt zu Effizienzeinbussen bei der Wärmeerzeugung. Eine individuelle Raumregelung wie dies bei Fussbodenheizungen häufig umgesetzt wird, macht bei einer TABS wenig Sinn aufgrund der oben genannten Gründe.

Da die TABS nicht Teil der P&D-Projektauswertung sind, werden jedoch hierzu keine detaillierten Analysen gemacht werden können.

4.8 Aktive Heizkreisverteilung

Die Ziele der aHKV konnten im Projekt nur teilweise erreicht werden. Einerseits gestaltet sich die Auswertung schwierig, da dem Projektteam die Messdaten von digitalStrom, welche die Pumpen regeln, nicht zur Verfügung standen. Anderseits war zu Beginn des Projektes für den P&D-Teil keine TABS geplant, sondern eine Fussbodenheizung. Das Projektteam hatte keinen Einfluss auf diesen Entscheid der Bauherrschaft nehmen können. Jedoch konnten trotz dieser erschwerenden Umstände wichtige Erkenntnisse für das Projekt generiert werden, um damit Empfehlungen für die Praxis auszuarbeiten.

Die detaillierte Auswertung der Volumenströme und Temperaturen im Heizkreis lässt darauf schliessen, dass die Hauptpumpe im Technikraum die kleinen Heizkreispumpen überströmt. In Abbildung 36 ist beispielhaft für zwei Wohnungen die Wärmeverteilung mit aHKV und den wichtigsten Zusatzkomponenten dargestellt. Vor jedem Wohnungsverteiler ist ein druckunabhängiges Regelventil (engl. PICV) installiert, welches den hydraulischen Abgleich vereinfacht. Dieses begrenzt den maximalen und minimalen Durchfluss und gleicht Druckschwankungen aus, die beispielsweise wegen schliessenden Ventilen in anderen Kreisen entstehen können. Jedoch können diese Ventile nicht ein Überströmen der kleinen Heizkreispumpen verhindern.

Da mit dem Einsatz der TABS als Wärmeabgabesystem ein sehr träges System gewählt wurde, konnte auf einen Heizungspufferspeicher verzichtet werden. Um jedoch einen minimalen Volumenstrom über die Wärmepumpe zu garantieren, wird üblicherweise ein Überströmventil installiert, welches den Heizkreis kurzschliesst, falls alle Heizkreise geschlossen sind. Ein solches Überströmventil wurde in diesem Projekt nicht eingebaut. Wir schätzen, dass dieses die Situation in Sentmatt verbessern könnte, jedoch ist die richtige Einstellung des Öffnungsdruckes nicht trivial, da die Pumpen in der aHKV bei Inaktivität keinen grossen Druckverlust verursachen. Dies ist bei einer klassischen Fussbodenheizung mit Pufferspeicher anders. Dort wird über das Schliessen der Heizkreisventile der Durchfluss komplett unterbrochen, und dabei steigt der Druck im Versorgungskreis deutlich an.

Die gleiche Problematik mit dem Überströmen der Heizkreispumpen wurde auch vom Pumpenhersteller Wilo in einem Forschungsprojekt festgestellt [7], weshalb die Firma inzwischen für eine aHKV nur Pumpen mit einer Absperrfunktion empfiehlt. Zusätzlich empfiehlt Wilo eine Kommunikationsschnittstelle zwischen der Hauptpumpe und den kleinen Heizkreispumpen, wodurch das Fördervolumen der Hauptpumpe den kleinen Pumpen angepasst werden kann. Dazu bietet der Hersteller neu eine Gesamtlösung an (WILO Stratos MAXO).

Eine Studie der Universität Dresden aus dem Jahr 2005 [8] hat ein erhebliches Energiesparpotenzial durch den Einsatz einer aHKV ermittelt. Wir schätzen das Einsparpotenzial heute als nicht mehr so gross ein, da sich in der Zwischenzeit die Effizienz von Umwälzpumpen durch die ErP-Richtlinie (Energy-related Products) stark verbessert hat und Pumpen der neusten Generation ca. 80% weniger elektrische Energie verbrauchen im Vergleich zu den Pumpen vor der Einführung der ErP-Richtlinie [9]. Insgesamt schätzen wir den Nutzen der aHKV bei TABS in der Konstellation wie sie hier vorliegt als gering ein. Da die Heizungsrohre über mehrere Zonen verlaufen, macht eine bedarfsgerechte Versorgung über steuerbare Pumpen wenig Sinn. In diesem Fall würde eine Pumpe pro Wohnung ausreichen oder die Heizungsrohre müssten zonenweise verlegt werden. Letzteres erachten wir jedoch auch nicht als zielführend, da auch mit einer separaten TABS-Leitung pro Zone, kaum relevante Temperaturunterschiede erreicht werden können.

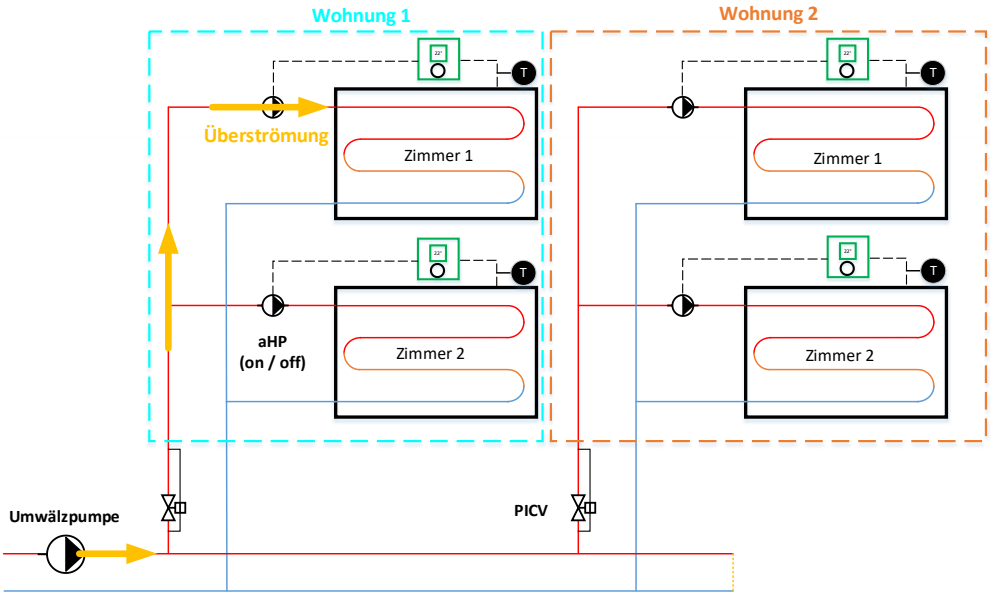

Abbildung 36: Vereinfachtes Prinzipschema einer Heizkreisverteilung für zwei Wohnungen mit aHKV für einen generellen Einsatz (hier ohne TABS). Mit orangen Pfeilen ist die Problematik der Überströmung dargestellt.

Das grundlegende Anliegen, das hinter der aHKV steckt ist aus unserer Sicht weiterhin wichtig und berechtigt. So gestaltet sich der hydraulische Abgleich in der Praxis häufig als schwierig und wird nicht immer zufriedenstellend ausgeführt. Dies führt dazu, dass mit den geplanten tiefen Vorlauftemperaturen die Komfortansprüche der Bewohner nicht erfüllt werden können. Das hat dann häufig zur Folge, dass in der Praxis die Heizkurve angehoben wird, mit entsprechenden Effizienzeinbussen bei der Wärmepumpe. Neben den energetischen Effizienzverlusten ist vor allem für Gebäudebetreiber der Mehraufwand beim "*Claim Management*" (Nachforderungsmanagement z.B.: Reklamationen der Bewohner) mit höheren Kosten verbunden.

Aus diesen Gründen empfehlen wir, mindestens ein PIC-Ventil pro Heizkreisverteiler zu installieren. Damit muss nur noch pro Wohnung ein manueller Abgleich gemacht werden. Aus Sicht des Projektteams wäre jedoch eine Variante mit einem PIC-Ventil für jeden Heizkreis noch besser (Abbildung 37). Entweder wie hier dargestellt mit einer Einzelraumregelung oder alternativ als Referenzraumregelung (eine Raumtemperatur regelt alle Heizkreise gleichzeitig). Dazu gibt es bereits Produkte von verschiedenen Firmen, jedoch konnten keine wissenschaftlichen Untersuchungen ermittelt werden, welche die unterschiedlichen Konzepte miteinander vergleichen.

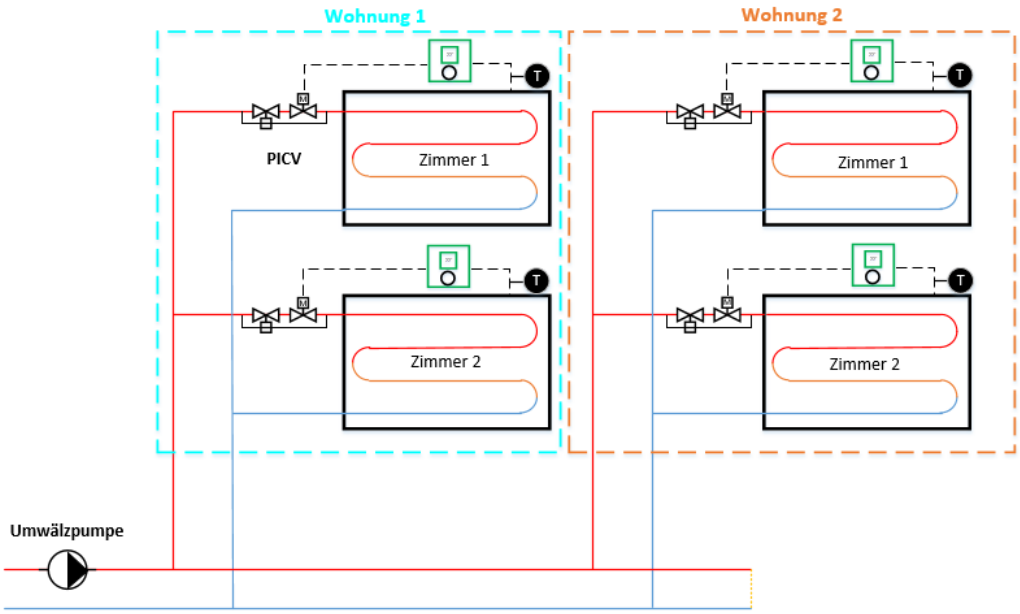

Abbildung 37: Vereinfachtes Prinzipschema einer Heizkreisverteilung für zwei Wohnungen mit PIC-Ventilen in jedem Heizkreis.

4.9 Kosten/Nutzen Vergleich

In diesem Projekt wird neben dem Effizienzvergleich zwischen dem zentralen und dem dezentralen Ansatz ebenfalls ein entsprechender Kostenvergleich angestrebt. Um den Vergleich auf realen Grundlagen basierend zu erstellen, sind gemessene Betriebsdaten über ein vollständiges Jahr notwendig. Das wird erst im kommenden Sommer der Fall sein. Ein kritischer Punkt dabei wird allerdings sein, dass die beiden dezentralen Wärmepumpen überdimensioniert wurden, resp. in einer passenden Dimensionierung deutlich mehr als 5 Wohnungen versorgen könnten. Das muss in den Vergleich eingerechnet werden. Die Berechnungen zu diesem Kapitel werden am Ende des Projektes erarbeitet und im Bericht integriert.

4.10 Turbo-Wärmepumpe vs. Niederhub-Wärmepumpe

In diesem Projekt wurde wie in Kapitel 2.7 beschrieben eine speziell für den Niedertemperaturhub geeignete Wärmepumpe eingesetzt, die zum Zeitpunkt der Projektplanung und -realisierung auf dem Markt zur Verfügung stand. Diese Wärmepumpe ist mit einem marktüblichen Scrollverdichter ausgerüstet, der wie auch die restlichen Elemente des Kältekreises sowie die Regelung für einen Niedertemperaturhub-Betrieb dimensioniert wurde, u.a. Verträglichkeit hoher Quellentemperaturen. Zum Zeitpunkt der Projekteingabe wurde jedoch das Bauprojekt auf den Einsatz einer Niedertemperaturhub-Wärmepumpe mit Turbokompressor vorbereitet. Der Vorteil einer Turbokompressor Wärmepumpe wäre die höhere Effizienz durch kleinere interne Verluste und der einfachere Unterhalt durch eine ölfreie Lagerung. Bei Projekteingabe war eine Turbokompressor-Wärmepumpe für einen kleinen Leistungsbereich von 12-20 kW in Entwicklung. Dieses Entwicklungsprojekt wurde jedoch nicht bis zu einem marktfähigen Produkt zu Ende geführt. So ist aktuell auf dem Markt noch keine effiziente Turbokompressor-Wärmepumpe verfügbar, welche in diesem Projekt eingesetzt werden könnte. Verschiedene Ansätze von Turbokompressoren sind weiterhin Gegenstand der Forschung und Entwicklung (z.B.: Prof. Dr. Schiffmann, Labor für Angewandte Mechanische Konstruktion (LAMD), EPFL) [10,11].

4.11 Auswertung Haus C

Resultate und Erkenntnisse zu Haus C folgen zu einem späteren Zeitpunkt (Die Messdatenbeschaffung ist aktuell noch schwierig da wir von Dritten abhängig sind).

5 Schlussfolgerungen und Fazit

Das Projekt ist aus Sicht des Projektteams ein Erfolg, auch wenn nicht alle Ergebnisse zufriedenstellend waren. Die gemachten Erfahrungen helfen die Umsetzung in neuen Bauprojekten mit dem 2SOL-Konzept zu verbessern, und die im Bericht beschriebenen Erfahrungen können auch für andere Bauprojekte unabhängig vom 2SOL-Konzept dienlich sein. Der wichtigste Punkt im Projekt war die erfolgreiche Inbetriebnahme der zwei dezentralen Wärmepumpen mit der neuartigen Erdwärmesonde Ende 2019. Damit konnte der erste Heiz- und Sommerbetrieb gewährleistet werden. Währenddessen konnten auch schon erste Messergebnisse ausgewertet werden, die spannende erste Erkenntnisse zu den im Antrag formulierten Fragestellungen ergeben.

Hocheffiziente dezentrale Kleinanlagen

Die Niederhub-Wärmepumpe (NH-WP) erreichen hohe COP's von über 3.5 bei der Warmwasserbereitstellung und über 10 im Heizungsmodus. Damit kann erwartet werden, dass die gewünschte JAZ+ von 6.5 erreicht wird. Obwohl beide WP's baugleich sind, wurden in der Anlage von Haus B mehrere Probleme festgestellt die behoben werden mussten. Diese haben zu tieferen COP's geführt als im Haus A. Damit wird deutlich, wie wichtig eine Betriebsoptimierung ist, da solche Fälle ohne eine Überwachung in der Praxis wohl kaum aufgefallen wären. Weiter zeigt sich, dass die neuartige K-EWS funktioniert und hohe Temperaturen erreicht werden, was wiederrum die Effizienz der NH-WP entsprechend erhöht. Die ersten Messresultate haben jedoch auch noch Optimierungspotenzial aufgedeckt. Aktuell ist das Projektteam bestrebt dieses umzusetzen. Die durchgeführten Änderungen und ihr Einfluss auf das System werden im Verlauf des Projektes im Detail analysiert und erfasst.

Aktive Heizkreisverteilung

Die Auswertung der aktiven Heizkreisverteilung konnte nicht im gewünschten Ausmass durchgeführt werden, da Messdaten von Dritten nicht zur Verfügung gestellt werden konnten. Erschwerend kam dazu, dass im laufenden Projekt durch die Bauherrschaft entschieden wurde, nicht eine Fussbodenheizung, sondern eine TABS umzusetzen. Die aHKV wurde jedoch nicht für diesen Fall entwickelt. Nichtsdestotrotz konnten wertvolle Erkenntnisse zur aHKV erarbeitet werden. Mit dem aktuellen Wissensstand können wir die aHKV nicht empfehlen für den Einsatz mit TABS als Wärmeabgabesystem.

Regeneration des Erdreiches

Zum Nutzen der Regeneration des Erdreiches kann zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Aussage gemacht werden. Hierzu braucht es eine grössere Auswertungsperiode. Definitive Aussagen zur Eignung der unterschiedlichen Solartechnologien für diese Anwendung werden ebenfalls zu einem späteren Zeitpunkt erarbeitet.

Zusätzlich zu den eigentlichen Forschungsfragen konnten weitere Erkenntnisse aus dem Projekt generiert werden:

Speicherschichtung in BWW-Speichern

Der elektrische Durchlauferhitzer, der nach dem Frischwassermodul eingebaut ist, wurde häufig eingesetzt. Hier wird als Grund vermutet, dass die Speicherschichtung im BWW-Speicher trotz eines eingebauten Sprührohrs ungenügend ist. Das Problem wird zu einem späteren Zeitpunkt noch genauer untersucht.

Fehlerkontrolle / Monitoring

Das Projekt macht die Wichtigkeit eines Monitorings und einer Betriebsoptimierung deutlich. Es können dadurch häufig auch Umsetzungsfehler festgestellt werden, die nicht dem innovativen Konzept geschuldet sind. Beispielsweise lief die Solaranlage im Haus A lange Zeit nicht, da ein Druckwächter falsch eingestellt war. Das ist ein Fehler, der einfach und schnell behoben werden kann, jedoch zuerst entdeckt werden muss. Wenn er über Jahre unbemerkt bleibt, verursacht er grosse Energieeffizienzverluste.

6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Nachdem die Anlage bis Ende 2019 wie ursprünglich geplant in Betrieb genommen werden konnte, wurde ab Januar 2020 mit der Messung des geplanten P&D-Konzeptes begonnen. Im Frühling 2021 kann erstmals eine vollständige Heizperiode und ein gesamtes Jahr ausgewertet werden.

Basierend auf den ersten Ergebnissen im Sommer 2020 wurden erste Betriebsoptimierungen vorgenommen, mit dem Ziel eines optimalen Betriebs für die Heizperiode 20/21. Nach Abschluss der Auswertungen des ersten kompletten Betriebsjahres im Frühling 2021, werden auf Basis der Ergebnisse weitere Betriebsoptimierungen durchgeführt, der Anlagenbetrieb konstant ausgewertet und mit dem ersten Referenzjahr verglichen und bewertet.

Abschliessende Aussagen zu spezifischen Fragestellungen aus dem ursprünglichen Projektbeschrieb sind nach dem ersten vollständigen Referenzjahr und einem kompletten Vergleichsjahr im Sommer 22 möglich.

Die bisherigen Erkenntnisse werden weiter in Form einer Präsentation aufgearbeitet, damit diese im Rahmen eines Wissenstransfers weiter vorgetragen und unter Fachexperten diskutiert werden können.

7 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Die Resultate aus dem Projekt werden über verschiedene Fachvorträge an Fachexperten präsentiert und in die Praxis gebracht. Vor allem besteht ein enger Austausch mit den Mitgliedern der 2SOL-Allianz bei Fachanlässen.

Im internationalen Kontext ist das SPF bestrebt, die Idee der koaxialen EWS auch in europäischen Forschungsprojekten einzubringen. Diesbezüglich ist das SPF in zwei europäischen Anträgen involviert, wo das 2SOL-Konzept als Option diskutiert wird.

8 Kommunikation

Über dieses Projekt wurde an folgenden Anlässen referiert oder ein Poster vorgestellt.

2020:

- BFE Wärmepumpentagung Burgdorf, Juni
- SPF Symposium: Solarenergie und Wärmepumpen, Oktober
- 2SOL Planerfachtagung, November

2019:

- Energie-cluster.ch, Innovationsgruppe Speicher / Wärmetauscher (14. IG SP/WT), Oktober
- SPF Industrietag, Rapperswil, März
- Fachgruppe BEO, Forum Energie Zürich, Juni

2018:

- Brenet Status-Seminar, ETH Zürich, September
- Solar Update Svizzera Italiana Swissolar, Bellinzona, Juni
- 2SOL Planerfachtagung, November
- Tage der Sonne und Anlagenbesichtigung, Obfelden, Mai

2017: Solarthermie-Tagung Swissolar, EMPA Dübendorf, November

2016: Gleisdorf Solar 2016, Juni

2015:

- SPF Industrietag, Rapperswil, März
- Workshop „Solarenergie und Wärmepumpen“, Rapperswil, November

9 Publikationen

- Beilage Grün Emissionsfrei der Schweizer Illustrierten, "Sonne - gespeichert. Sentmatt", 3.5.2019, Seiten 30-33, Artikel (PDF)
- NZZ Domizil „Objekt im Focus“, Ausgabe 27.1.2018
- Haustech, Ausgabe 1/2018
- Zeitschrift Wohnen, Ausgabe 10/2018
- Fachzeitschrift Phase 5, "Mit doppelter Sonnenkraft voraus. Die Überbauung Sentmatt in Obfelden ZH setzt auf das 2SOL-System", August 2018, Artikel (PDF)
- Wohnwirtschaft,"Sonne liefert ganzjährig Wärme und Strom", Oktober 2018, Artikel (PDF)
- Bau + Architektur, September 2017
- Presseladen Zürich, Artikel für Fachzeitschriften, November 2017
- Erneuerbare Energien SSES, Dezember 2017
- HK Gebäudetechnik, Ausgabe 10/2015
- Geothermie, Ausgabe 09/2015
- Engadiner Post, Ausgabe 14.11.2015
- Il Grigione Italiano, Ausgabe 10.09.2015
- Handelszeitung Ausgabe 10.12.2015

10 Literaturverzeichnis

[1] D. Zenhäusern, Key Performance Indicators for PVT Systems, SHC IEA Task 60, Report D1, 2020.

[2] M. Prinzing, M. Berthold, S. Bertsch, M. Eschmann, Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018 (Auswertung verlängert bis Dez. 2019), Interstaatliche Hochschule für Technik NTB, Buchs, 2019.

[3] M. Benz, S. Van Velsen, R. Löhrer, S. Rohrer, I. Mojic, S. Crameri, M. Haller, Neuartige reversible Luft/Wasser Wärmepumpe mit natürlichem Kältemittel (Propan) für ein energieeffizientes Bürogebäude, 3-Plan Haustechnik AG, Winterthur, 2020.

[4] I. Mojic, M. Luzzatto, M. Haller, M. Lehmann, M. Benz, S. Van Velsen, ImmoGap - Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäuser, SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil, Rapperswil, 2018.

[5] Kimabulletin Winter 2019/2020, MeteoSchweiz, Zürich, 2020.

[6] I. Mojic, M. Haller, OpEEr - Optimierung der Energieeffizienz von Gebäuden durch Einzelraumtemperaturregelung, SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, 2018.

[7] T. Kettner, Entwicklung und Einsatz energiesparender dezentraler Heizungspumpen - Entwicklung notwendiger Systemteilfunktionen und Verfahren zur Erhöhung der Zuverlässigkeit, Wilo SE, Dortmund, 2009.

[8] A. Richter, A. Abdel Fattah, A. Kremonke, A. Perschk, Entwicklung und Einsatz energiesparender dezentraler Heizungspumpen - Systemanalyse der Heizungsanlage, TU Dresden - Fakultät Maschinenwesen - Institut für Energietechnik, Dresden, 2005.

[9] A. Braunwalder, Heizungspumpen fressen zu viel Strom, Energie Experten. (2012). https://www.energie-experten.ch/de/business/detail/heizungspumpen-fressen-zu-viel-strom.html (accessed February 12, 2020).

[10] A. Suarez, Wärmepumpen: Effizienzsprung bahnt sich an, (2020). https://www.gebaeudetechnik.ch/waerme-kaelte/waermetechnik/waermepumpen/waermepumpen-effizienzsprung-bahnt-sich-an/ (accessed November 30, 2020).

[11] A. Javed, C. Arpagaus, S. Bertsch, J. Schiffmann, Small-scale turbocompressors for wide-range operation with large tip-clearances for a two-stage heat pump concept, International Journal of Refrigeration. 69 (2016) 285–302. https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2016.06.015.

11 Anhang

11.1 Impressionen Inbetriebnahme und Installation

Abbildung 38: Wohnzimmer in mittlerer Wohnung Haus, rot markiert die Position des Temperaturfühlers in der Betondecke

Abbildung 39: Elektroschrank mit Messrechner, installiert im Unterverteilerraum Haus A

Abbildung 40: Technikraum Haus A der P&D Anlage, links der kubische Speicher, Mitte Niederhub WP, rechts isolierter Wärmetauscher der Solaranlage

Abbildung 41: Wärmemengen –Messstellen der Solaranlage P&D Teil

Abbildung 42: Pyranometer in der Modulebene der PVT Kollektoren

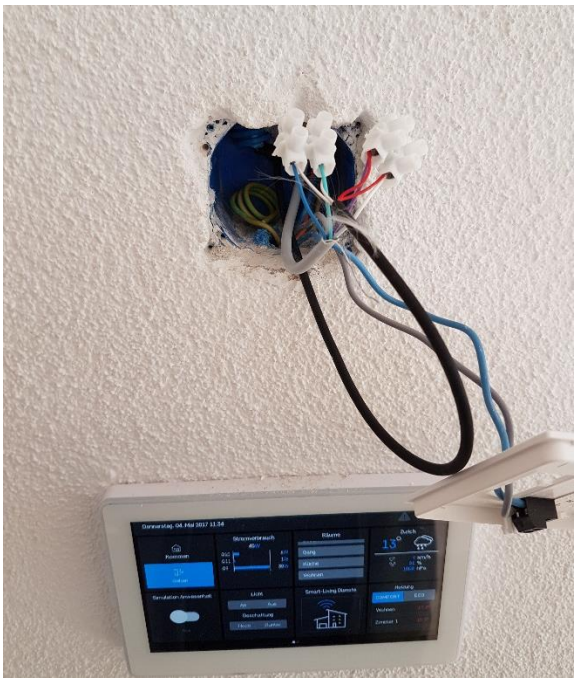

Abbildung 43: DigitalStrom ds Controller in einer P&D Wohnung, geöffneten UP Dose des dazu gehörigen Raumtemperaturfühlers

Abbildung 44: Frischwassermodul bei P&D Anlage Haus B, Wärmemengen-Messstellen für BWW Bezug und Zirkulation.