



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 01. Dezember 2022

Pilot- und Demonstrationsprojekt Sentmatt

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



Quelle: Halter AG



INSTITUT FÜR
SOLARTECHNIK



Datum: 01. Dezember 2022

Ort: Schlieren

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)
Energie
Stampfenbachstrasse 12, 8090 Zürich

Subventionsempfänger/innen:

Allianz 2SOL
Zürcherstrasse 39
8952 Schlieren
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 Bächtli, Allianz 2SOL, marc.baetschmann@2sol.ch
Igor Bosshard-Mojic, SPF Institut für Solartechnik, igor.bosshard@ost.ch
Sascha Cramer, SPF Institut für Solartechnik, sascha.cramer@ost.ch
Alexander Schmitt, SPF Institut für Solartechnik, alexander.schmitt@ost.ch
Neha Dimri, SPF Institut für Solartechnik, neha.dimri@ost.ch
Daniel Zehäusern, SPF Institut für Solartechnik, daniel.zehaeusern@ost.ch

Projektbegleitung:

Men Wirz, BFE, men.wirz@bfe.admin.ch
Nadège Vetterli, BFE, nadege.vetterli@anex.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 CO₂-emissionsarmen 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 Energiebezugsfläche von 12'900 m² 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 28 kWh/m² auf (SIA 380/1:2009). Die Auswertung des witterungsbereinigten Heizwärmeverbrauchs der Pilotanlage A zeigt mit 29.8 kWh/m² eine gute Übereinstimmung mit der Berechnung. Pilotanlage B hat eine grössere Abweichung von plus 24% gegenüber der Normberechnung mit einem Heizwärmeverbrauch von 34.4 kWh/m². Neben der innovativen Wärme- und Kälteerzeugung wurde im P&D-Teil auch eine neuartige Wärmeverteilung realisiert. So wurde hierbei, zusätzlich zu den in allen Gebäuden installierten thermoaktiven Bauteilsystemen (TABS), eine aktive Heizkreisverteilung realisiert. Bei der aktiven Heizkreisverteilung 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 des Monitorings von Heiz- und Kühlbetrieb haben einerseits aufgezeigt, dass das Konzept funktioniert und die Niederhub-Wärmepumpe in Kombination mit der tiefen Erdwärmesonde mit einer Jahresarbeitszahl von 5.4 (Warmwasser & Heizung, Pilotanlage A) eine hohe Effizienz aufweist. Andererseits wurde auch Optimierungspotenzial aufgedeckt, welches teilweise im Rahmen des P&D-Projekts umgesetzt wurde. Auch musste festgestellt werden, dass trotz gleicher Komponenten die Systemeffizienz der beiden Teilhäuser sehr unterschiedlich ausfällt.

Ein wichtiger Meilenstein im Projekt war die Installation der neuartigen Koaxial-Erdwärmesonden. Diese funktioniert einwandfrei und liefert durchschnittlich 5-6 K höhere Quelltemperaturen im Vergleich zu einer Standard Erdwärmesonde. Die Regeneration des Erdreiches über die parallel installierten Hybridkollektoren (PVT) und unabgedeckten selektiven Kollektoren funktioniert in der Pilotanlage A zufrieden stellend, jedoch ist die thermische Leistung der Hybridkollektoren in der Pilotanlage B zu gering. Sehr wahrscheinlich ist dies auf ein technisches Problem zurückzuführen. Die aktive Kühlung konnte nur begrenzt zur Regeneration beitragen, da ein technisches Problem mit dem Umschaltventil in der Wärmepumpe die aktive Kühlung teilweise verunmöglichte. Die Auswertung der ersten beiden Jahre zeigt, dass ein Regenerationsgrad von durchschnittlich 72% für Pilotanlage A und 69% für Pilotanlage B erreicht wird. Dies liegt tiefer als die angestrebte Regeneration von 100%. Ein Grund dafür ist, dass durch die höhere Fluidtemperatur aus den tiefen Erdwärmesonden ein geringerer Solarertrag resultiert.

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



Abschliessend kann festgehalten werden, dass der Einsatz von tiefen Erdwärmesonden mit einer solaren Regeneration einen wesentlichen Beitrag leisten kann, um den Strombedarf im Winter zu reduzieren. Der Vergleich mit zwei Standardsystemen zeigt, dass der Stromverbrauch gegenüber einer Luft-Wasser-Wärmepumpe um 60% reduziert werden kann und gegenüber einer Sole-Wasser-Wärmepumpe um etwa 31%. Damit kann ein wesentlicher Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung im Winter geleistet werden (Stichwort «Winterenergielücke»).

Résumé

Dans le cadre du projet pilote et de démonstration (P&D) de Sentmatt, un système d'approvisionnement en chaleur a été mis en place dans le but de fonctionner à faible émission de CO₂. À cette fin, deux systèmes ont été réalisés, chacun composé d'une pompe à chaleur avec un faible pincement de température, d'un nouveau type de sonde géothermique coaxiale profonde et d'un système solaire combiné composé d'un champ de capteurs solaires hybrides et d'un champ de capteurs solaires sélectifs non couverts. Ces systèmes décentralisés de P&D alimentent chacun cinq appartements d'un ensemble plus vaste de 119 appartements et d'un EBF de 12'900 m² répartis sur trois bâtiments. Les appartements qui ne font pas partie du projet P&D sont alimentés par un système de chauffage central, qui alimente également un bâtiment existant avec des températures de départ plus élevées. Les nouveaux bâtiments ont été achevés en 2017 et ont un besoin de chauffage calculé de 28 kWh/m² (SIA 380/1:2009). L'évaluation de la consommation de chauffage ajustée aux conditions météorologiques montre une bonne concordance avec le calcul pour la maison partielle A avec 29,8 kWh/m². La maison partielle B présente un écart plus important de plus 24% par rapport au calcul standard avec une consommation de chauffage de 34,4 kWh/m². Outre la génération innovante de chauffage et de refroidissement, un nouveau type de distribution de la chaleur a également été mis en œuvre dans la section P&D. En plus des systèmes d'activation thermoactifs (TABS) installés dans tous les bâtiments, un système de distribution de circuit de chauffage actif a été mis en œuvre dans la section P&D. Avec ce système, aucune vanne de régulation n'est utilisée dans le distributeur du circuit de chauffage, mais de petites pompes à faible consommation d'énergie, qui alimentent les circuits de chauffage individuels avec les débits volumiques requis. Une pompe principale est toujours présente dans la salle des machines. Elle pallie la perte de pression jusqu'aux distributeurs de circuits de chauffage.

La surveillance et tous les composants des systèmes décentralisés ont été mis en service à la fin de l'année 2019. L'évaluation de la surveillance des opérations de chauffage et de refroidissement a montré d'une part que le concept fonctionne et que la pompe à chaleur avec un faible pincement de température combinée à la sonde géothermique profonde a un rendement élevé avec un facteur de performance annuel de 5,7 (ECS & chauffage, maison A). D'autre part, un potentiel d'optimisation a également été découvert, dont une partie a été mise en œuvre dans le cadre du projet P&D. Il a également fallu déterminer que, malgré les mêmes composants, l'efficacité du système des deux maisons secondaires est très différente.

Une étape importante du projet a été l'installation des nouvelles sondes géothermiques coaxiales. Celles-ci fonctionnent parfaitement et permettent d'obtenir des températures de source supérieures de 5 à 6 K en moyenne par rapport à un échangeur de chaleur de forage standard. La régénération du sol via les capteurs PVT installés en parallèle et les capteurs sélectifs non couverts fonctionne de manière satisfaisante dans la maison A, mais la performance des capteurs PVT dans la maison B est trop faible. Cela est très probablement dû à un problème technique, car le contact entre le module PV et le module thermique est mauvais. Le refroidissement actif n'a pu contribuer à la régénération que dans une mesure limitée, car un problème technique avec la vanne de commutation de la pompe à chaleur a rendu le



refroidissement actif impossible. L'évaluation des deux premières années montre qu'un degré de régénération de 72% en moyenne est atteint pour la maison A et de 69% pour la maison B. Cela ne correspond pas à l'objectif du projet d'un degré de régénération. Cela ne correspond pas à l'objectif du projet, à savoir une régénération de 100%. Cela s'explique notamment par le fait que la température plus élevée de la sonde géothermique (plus grande profondeur) entraîne un rendement solaire plus faible.

L'évaluation de système de distribution de circuit de chauffage actif s'est avérée difficile dans le cadre de ce projet. Néanmoins, des résultats intéressants ont été obtenus. Du point de vue des auteurs, l'utilisation de ce système doit être évaluée de manière critique. En effet, le bénéfice réalisable s'avère être trop faible par rapport aux erreurs possibles qui peuvent survenir lors de la mise en œuvre.

En conclusion, on peut affirmer que l'utilisation de sondes géothermiques profondes avec régénération solaire peut contribuer de manière significative à la réduction de la demande en électricité en hiver. Une comparaison avec deux systèmes standard montre que la consommation d'électricité peut être réduite de 60% par rapport à une pompe à chaleur air-eau et d'environ 31% par rapport à une pompe à chaleur eau glycolée-eau. Cela peut contribuer de manière significative à la sécurisation de l'approvisionnement en énergie en hiver (mot-clé "pénurie d'électricité").

Summary

In the Sentmatt pilot and demonstration project (P&D), a heat supply system was implemented with the goal of low CO₂ emission operation. For this purpose, two systems, each consisting of a low-lift heat pump, a novel, deep coaxial geothermal probe and a combi-solar system, composed of a solar hybrid collector field and a field with uncovered selective solar collectors, were realized. These decentralized P&D systems each supply five apartments of a larger development with a total of 119 apartments and an energy reference area of 12'900 m² distributed over three buildings. The apartments that are not part of the P&D project are supplied by a central heating system, which additionally supplies an existing building with higher flow temperatures. The new buildings were completed in 2017 and have a calculated heating demand of 28 kWh/m² (SIA 380/1:2009). The evaluation of the weather-corrected heating consumption of pilot plant A shows a good agreement with the calculation with 29.8 kWh/m². Pilot plant B has a larger deviation of plus 24% compared to the standard calculation with a heating consumption of 34.4 kWh/m². In addition to the innovative heat and cold generation, a new type of heat distribution was also implemented in the P&D section. In addition to the thermoactive component systems (TABS) installed in all buildings, an active heating circuit distribution system was implemented. With active heating circuit distribution, no control valves are used in the heating circuit distributor, but small pumps with low power consumption, which supply the individual heating circuits with the required volume flows. A main pump is still present in the equipment room. This bridges the pressure loss up to the heating circuit distributors.

The monitoring and all components of the decentralized systems were commissioned at the end of 2019. The evaluation of the monitoring of heating and cooling operation have shown on the one hand that the concept works and the low-lift heat pump in combination with the deep geothermal probe has a high efficiency with a seasonal performance factor of 5.7 (hot water & heating, pilot plant A). On the other hand, optimization potential was also uncovered, which was partially implemented as part of the P&D project. It also had to be noted that despite the same components, the system efficiency of the two sub-houses is very different.



An important milestone in the project was the installation of the new type of coaxial geothermal probe. This works perfectly and delivers on average 5-6 K higher source temperatures compared to a standard geothermal probe. The regeneration of the ground via the parallel installed hybrid collectors (PVT) and uncovered selective collectors works satisfactorily in pilot plant A, but the thermal output of the hybrid collectors in pilot plant B is too low. Most likely, this is due to a technical problem. The active cooling could only contribute to the regeneration to a limited extent, because a technical problem with the switching valve in the heat pump made active cooling impossible. The evaluation of the first two years shows that a regeneration degree of 72% on average for pilot plant A and 69% for pilot plant B is achieved. This is lower than the target regeneration of 100%. One reason for this is that the higher fluid temperature from the deep borehole heat exchangers results in a lower solar yield.

The evaluation of the active heating circuit distribution has proven to be difficult within the scope of this project. Nevertheless, some valuable insights could be gained. From the authors' point of view, the use of an active heating circuit distribution has to be judged critically. This is because the benefit that can be achieved with it proves to be too small compared to the possible errors that can occur during implementation.

Finally, it can be stated that the use of deep geothermal probes with solar regeneration can make a significant contribution to reducing the electricity demand in winter. The comparison with two standard systems shows that the electricity consumption can be reduced by 60% compared to an air-water heat pump and by about 31% compared to a brine-water heat pump. This can make a significant contribution to securing the energy supply in winter (keyword "winter electricity gap").

Take-home messages

- Eine sehr hohe Jahresarbeitszahl von 5.7 für Heizung und BWW-Bereitstellung ist auch mit kleinen dezentralen Wärmepumpensystemen in Kombination mit tiefen Erdwärmesonden und solarer Regeneration erreichbar. Dazu muss eine den Rahmenbedingungen entsprechend passende Wärmepumpe eingesetzt werden
- Erdwärmesonden, und im speziellen tiefe Erdwärmesonden wie im P&D Projekt umgesetzt, reduzieren den Winterstrombedarf gegenüber einer LW-WP um etwa 60% und helfen dabei, die Energieversorgung der Schweiz sicher zu stellen (Stichwort «Winterenergielücke»).
- 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.
- Obwohl gleiche Komponenten von denselben Herstellern für beide Häuser verwendet wurden, hat sich gezeigt, dass diese zum Teil grosse Leistungsunterschiede aufweisen können, welche teilweise auf technische Probleme zurückzuführen waren. Eine Betriebsoptimierung ist auch für kleinere Anlagen sehr zu empfehlen.
- Unabgedeckte Kollektoren in Form von Hybridkollektoren (PVT) oder selektiv beschichtete Kollektoren, eignen sich für die Regeneration des Erdreichs. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass der spezifische thermische Ertrag bei tiefen Koaxialsonden aufgrund höherer Fluidtemperaturen geringer ist im Vergleich zu Standard Erdwärmesonden.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	5
Take-home messages	6
Abkürzungsverzeichnis	8
1 Einleitung	9
1.1 Motivation des Projektes.....	9
1.2 Projektziele	9
2 Anlagenbeschrieb	10
2.1 Objekt.....	10
2.2 Energiekonzept Überbauung Sentmatt, Obfelden	11
2.3 Heizsystem	11
2.4 Warmwasseraufbereitung	12
2.5 Anlagenregelung	18
2.6 Solaranlage	20
2.7 Koaxial-Erdwärmesonde (K-EWS).....	21
2.8 Niederhub-Wärmepumpe.....	27
2.9 Aktive Heizkreisverteilung.....	28
3 Messkonzept	29
3.1 Monitoring Haus A	30
3.2 Monitoring Haus B	32
3.3 Messmittel und Messunsicherheiten	33
3.4 KPI – Key performance indicators.....	34
4 Ergebnisse und Diskussion	38
4.1 Inbetriebnahme Monitoring	38
4.2 Energieflüsse und Energiebilanzen.....	40
4.3 Solaranlagen	45
4.4 Niederhub-Wärmepumpe.....	51
4.5 Erdreichregeneration	53
4.6 Warmwasserspeicher	57
4.7 Thermoaktive Bauteilsysteme (TABS)	61
4.8 Aktive Heizkreisverteilung.....	64
4.9 Kosten/Nutzen Vergleich	67
4.10 Turbo-Wärmepumpe vs. Niederhub-Wärmepumpe.....	69
5 Schlussfolgerungen und Fazit	71
6 Ausblick und zukünftige Umsetzung	74
7 Kommunikation	75
8 Publikationen	75
9 Literaturverzeichnis	76
10 Anhang	77
10.1 Erdreichregeneration	77
10.2 Impressionen Inbetriebnahme und Installation.....	78
10.3 Auswertung Raumtemperaturen	80



Abkürzungsverzeichnis

aHKV	Aktive Heizkreisverteilung
BFE	Bundesamt für Energie
EWS	Erdwärmesonde
K-EWS	Koaxiale Erdwärmesonde
KPI	Key performance indicators
MFH	Mehrfamilienhaus
PVT	Hybridkollektoren (Photovoltaik und Thermie)
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
TABS	Thermoaktive Bauteilsysteme
TES	Thermischer Energiespeicher
WMZ	Wärmemengenzähler



1 Einleitung

1.1 Motivation des Projektes

Im Pilot- und Demonstrationsprojekt (P&D) Sentmatt wurde eine Wärmeversorgung mit dem Ziel eines emissionsarmen CO₂ Betriebes umgesetzt. Dazu wurden zwei Anlagen, jeweils bestehend aus einer Niederhub-Wärmepumpe, einer neuartigen tiefen Koaxial-Erdwärmesonde und einer Kombi-Solaranlage realisiert. Die Solaranlage setzt sich aus einem Solarhybridkollektor-Feld (PVT) und einem Feld mit unabgedeckten selektiven Solarkollektoren zusammen. Die eingesetzte Niedertemperatur-Flächenheizung (TABS) ermöglicht ein effizientes Heizen im Winter sowie Kühlen im Sommer mit geringem Primärenergieverbrauch. Zusätzlich wurde eine aktive Heizkreisverteilung (aHKV) verwendet mit dem Ziel den hydraulischen Abgleich zu optimieren. Dank der Nutzung der Solarenergie und der Abwärme aus der aktiven Kühlung, kann das Erdreich über die Erdwärmesonde (EWS) saisonal regeneriert werden. Mit der tiefen EWS sollen hohe Quelltemperaturen für die Wärmepumpe erreicht werden und damit auch ein möglichst geringer elektrischer Energiebedarf. In einer Anlage wurde ein kubischer Speicher für die Trinkwassererwärmung verwendet, da dieser bei gleichem Platzbedarf mehr Wasservolumen bietet im Vergleich zu einem zylindrischen Speicher.

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 waren:

- 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
- Nutzen 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 Anlagenbeschreibung

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 m². Der spezifische Wärmebedarf beträgt gemäss Auslegung 27.8 kWh/(m²a) (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 nicht mit einer kontrollierten Wohnungslüftung ausgerüstet.

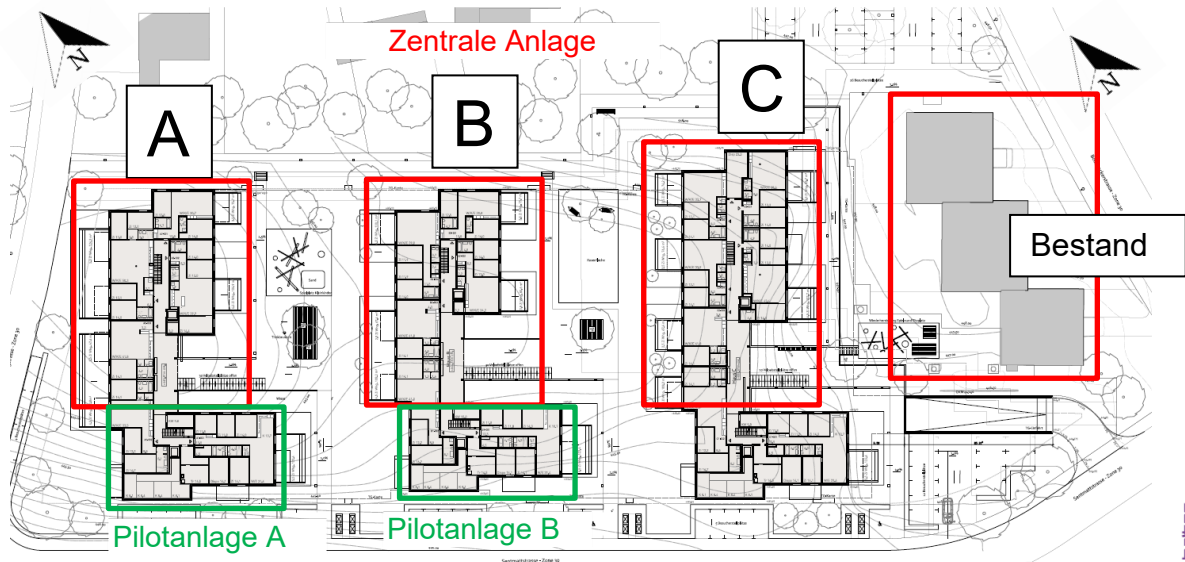


Abbildung 1: Situationsplan Wohnüberbauung Sentmatt inkl. Bestandsbau.



Abbildung 2: Vorne im Bild ist das Gebäude C zu sehen, in der Mitte 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, Obfelden

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.

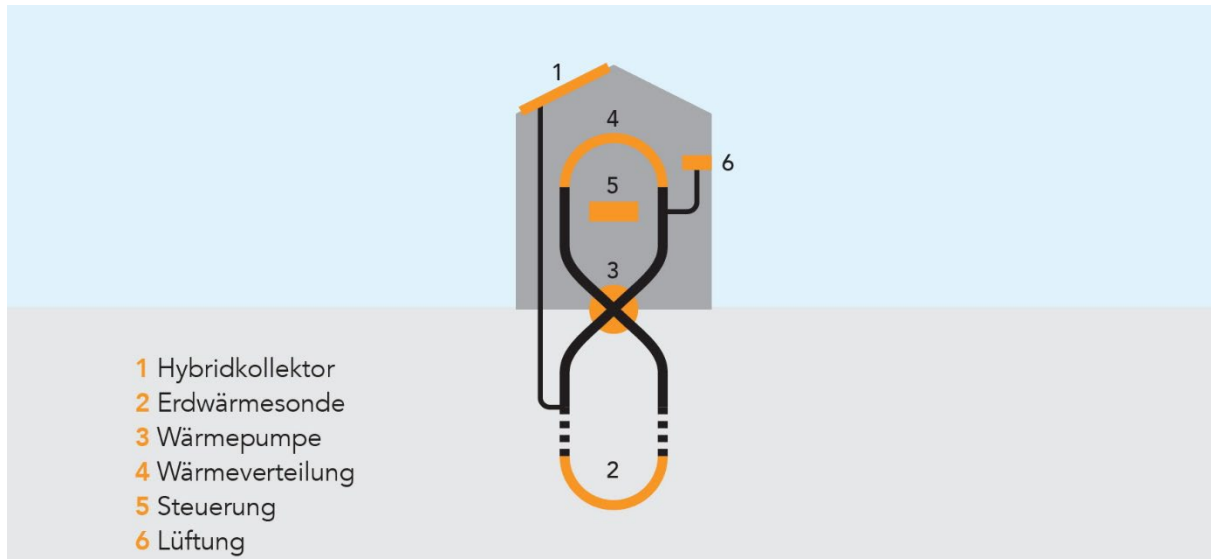


Abbildung 3: Übersicht der Komponenten eines Energiesystems nach dem 2SOL-Prinzip, wobei in diesem P&D Projekt keine mechanische Lüftung in den untersuchten Objekten installiert ist.

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

- ein zentraler Ansatz
- ein dezentraler Ansatz

Im ersten und grösseren Teilbereich der zentralen Anlage (siehe Abbildung 1, rote Markierung) 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.

In der Pilotanlage A und B (Abbildung 1, grüne Markierung) 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 (rund 30% der insgesamt verkauften Wärmepumpen), die bei Mehrfamilienhäusern in der Schweiz eingesetzt werden.

2.3 Heizsystem

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 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 CO₂-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, 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.

2.4 Warmwasseraufbereitung

Der Unterschied der beiden dezentralen Anlagen liegt in der Brauchwarmwasseraufbereitung. In Haus A wird ein kubischer BWW-Speicher verwendet mit einer solaren Vorerwärmung. In Haus B wird ein zylindrischer BWW-Speicher ohne solare Vorerwärmung eingesetzt, zusätzlich wird im Haus B ein Frischwassermodul verwendet. In beiden Fällen wurde eine Zirkulation für die Warmhaltung der Verteilleitungen umgesetzt. In diesem Pilotprojekt werden die beiden unterschiedlichen hydraulischen Lösungen miteinander verglichen.

Haus A: Kubischer Schichtspeicher

In der dezentralen Anlage in Haus A (Abbildung 8) versorgt die Wärmepumpe einen kubischen Speicher (siehe Abbildung 4), der auch über die Solaranlage mit solarthermischer Vorerwärmung gespeisen wird. Das Frischwasser wird über interne Wärmetauscher im Speicher auf Nutztemperatur gebracht. Damit kann das warmgehaltene Frischwasservolumen minimiert werden.

Der Vorteil des eingesetzten kubischen Speichers liegt darin, dass gemäss Datenblatt des Herstellers durchschnittlich 23% mehr Speicherinhalt gegenüber einem zylindrischen Speicher bei gleichem Platzbedarf realisiert werden kann. Gleich wie beim Frischwassermodul in Haus B wird das Brauchwarmwasser auch hier nicht gespeichert, sondern im Durchfluss über die grossen Wärmetauschflächen erwärmt (siehe Abbildung 5). Im Gegensatz zum Frischwassermodul ist die Wärmetauscherfläche im Speicher integriert (ähnlich dem Rossnagel-Speicher). Hersteller und Lieferant des kubischen Speichers ist die ESTA Swiss AG.

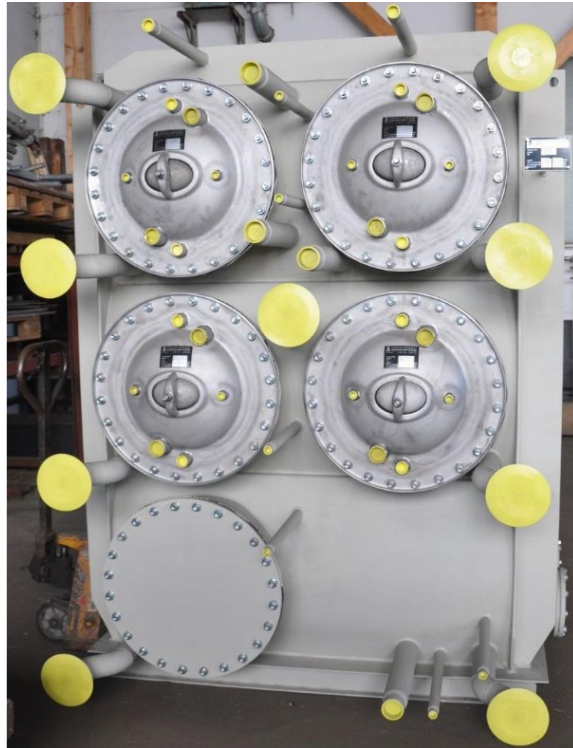
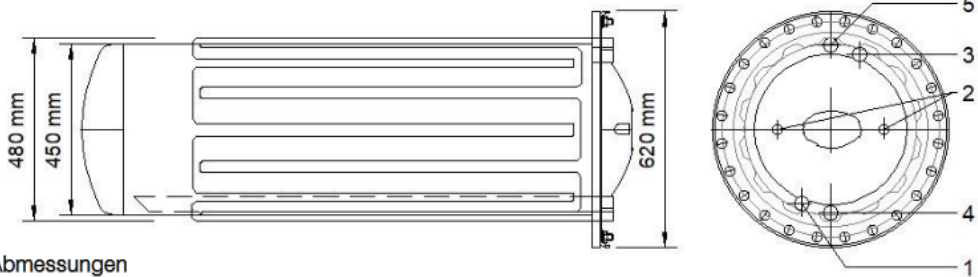


Abbildung 4: Kubischer Speicher, wie er in der zentralen Anlage und auch in kleinerer Ausführung in einer der beiden P&D-Anlagen (Haus A) eingesetzt wurde.

- | | | | | | | |
|---|----------------------------------|-------|---|------------------------|----|--|
| 1 | Kaltwasser (evtl. vom Vorwärmer) | 1"-2" | 4 | RL 2. Energiekreislauf | 1" | |
| 2 | Thermometer / Fühler | ½" | 5 | VL 2. Energiekreislauf | 1" | |
| 3 | Warmwasser | 1"-2" | | | | |

Mehrfachwärmetauscher Typ mM



Abmessungen

Abbildung 5: Skizze des Wärmetauscher im kubischen Speicher.

Die Wärme aus dem Solarkreis wird über einen innenliegenden Wärmetauscher in den kubischen Speicher gebracht. Der kubische Speicher übernimmt damit die Funktion einer thermischen Weiche zwischen solarer Vorwärmung, Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpe und die Aufbereitung des Brauchwarmwassers im Durchlaufverfahren. Es sind keine zusätzlichen Aktoren notwendig.



Haus B: Warmwasseraufbereitung mit einem Frischwassermodul

In der dezentralen Anlage in Haus B (Abbildung 9) wird zur Aufbereitung des Brauchwarmwassers eine handelsübliche Frischwasserstation von BMS-Energietechnik AG (Abbildung 7) mit einem klassischen (zylindrischen) Pufferspeicher eingesetzt (siehe Abbildung 6). Damit ist auch in diesem System das warmgehaltene Frischwasservolumen gering im Vergleich zu einem Hygienespeicher. In dieser Konstellation wird – wie in allen Frischwassermodulen – eine zusätzliche Umwälzpumpe zur Bedienung des aussenliegenden Wärmetauschers benötigt.

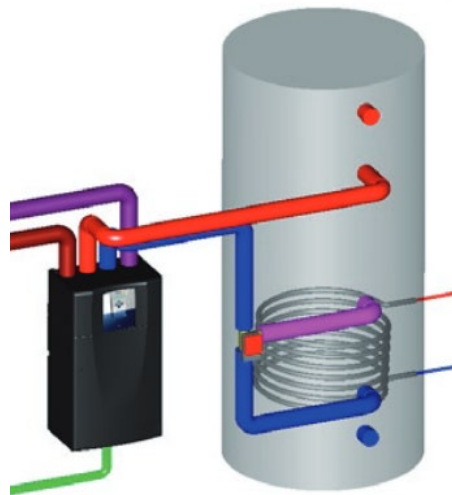
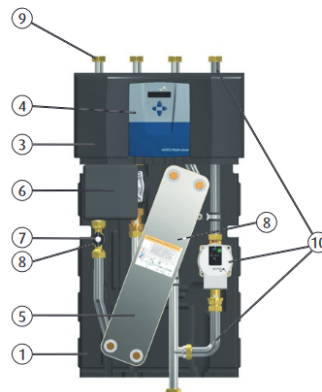


Abbildung 6: Systematische Darstellung der Frischwasserstation zur Aufbereitung des Brauchwarmwassers in Haus B. Quelle: BMS Energietechnik AG.

Aufbau



Das Gerät besteht aus

1. EPP-Rückwand
2. untere EPP-Dämmhaube (nicht dargestellt)
3. obere EPP-Dämmhaube
4. Reglergehäuse
5. Plattenwärmetauscher mit Spülanschlüssen
6. Hocheffizienz-Tauscherladepumpe in Belüftungskanal
7. Volumenstromsensor
8. Temperaturfühler
9. Verrohrung (alle Anschlüsse flachdichtend mit 1"-Überwurfmutter)
10. Zirkulationsset (optional)

Abbildung 7: Bestandteile der Frischwasserstation. Quelle: BMS Energietechnik AG.

Mit der Solaranlage vom Haus B wurde im Vergleich zu Haus A 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 Anlagen.

	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 W10W30¹	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 15/81

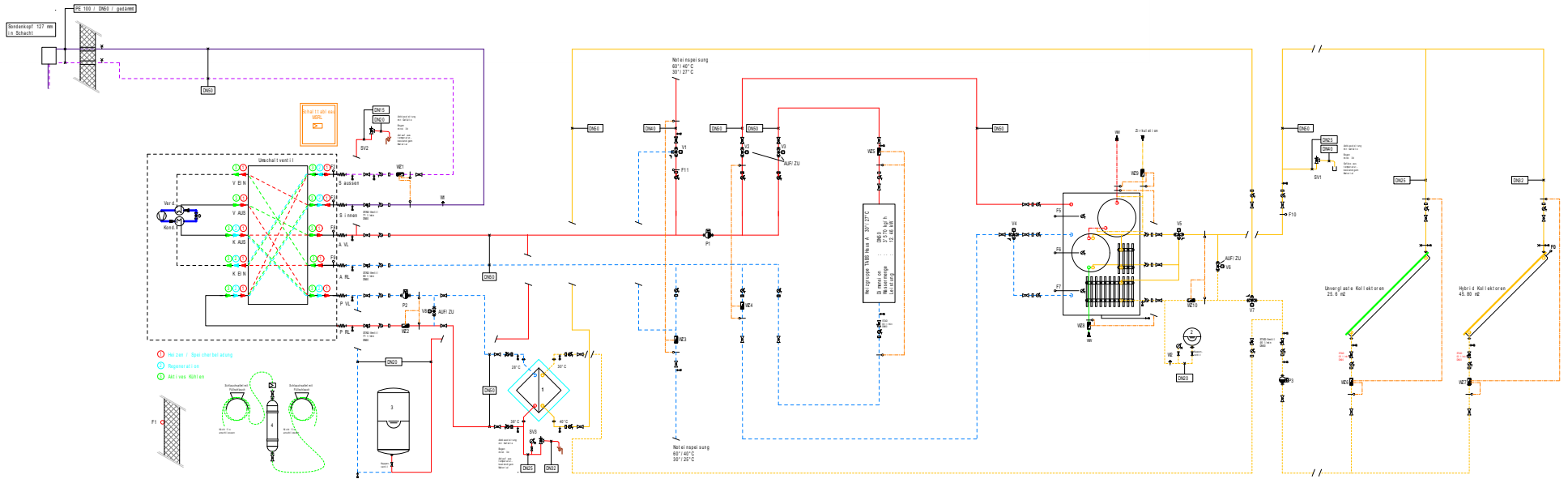


Abbildung 8: Prinzipschema der installierten Anlage im Haus A.

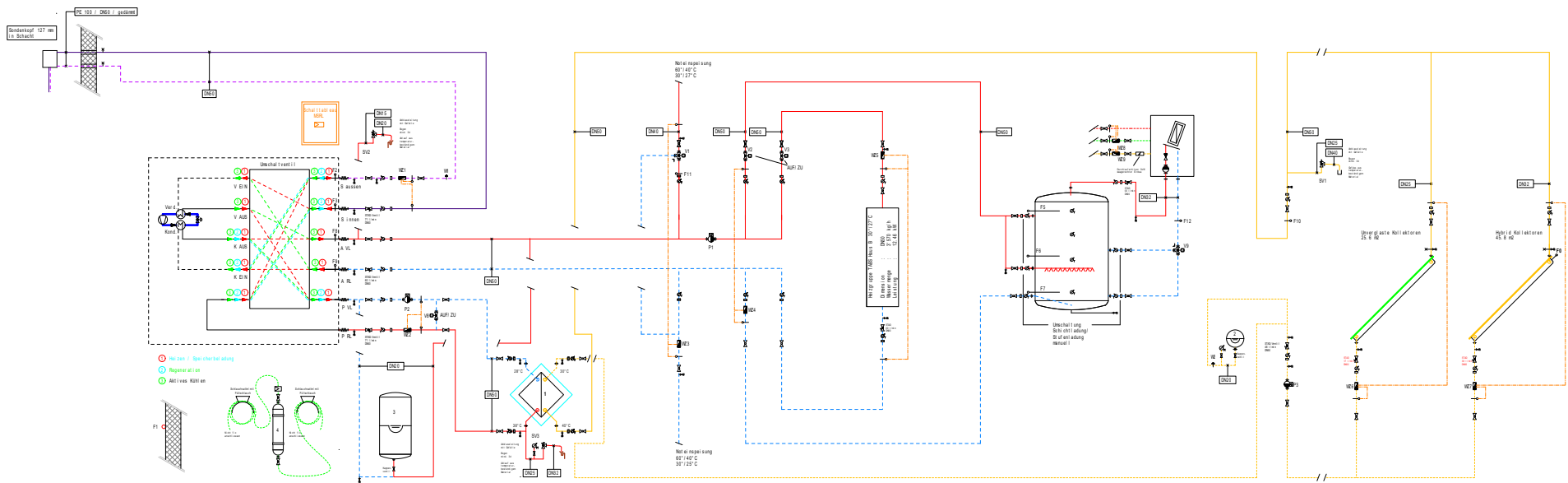


Abbildung 9: Prinzipschema der installierten Anlage im Haus B.



2.5 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 10) und gleichzeitig für die Fließrichtungsumkehr in der neuartigen Erdwärmesonde sorgt. Damit können mehr Betriebszustände realisiert werden als in sonst marktüblichen Wärmepumpen.

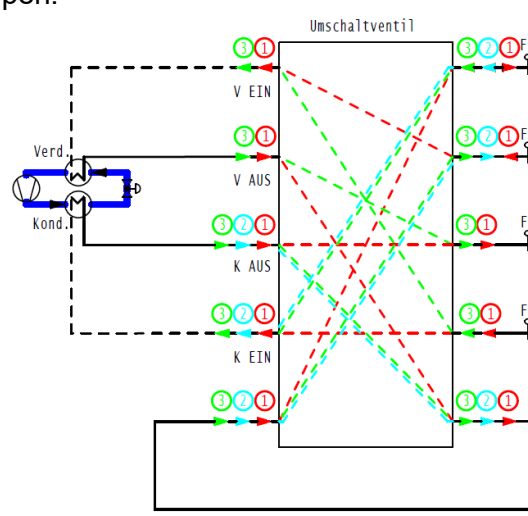


Abbildung 10: Integriertes Umschaltventil in der BS2 Wärmepumpe welches folgende Betriebszustände ermöglicht: (1) Heizen / Speicherbeladung, (2) Solare Regeneration EWS, (3) Aktives Kühlen.



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

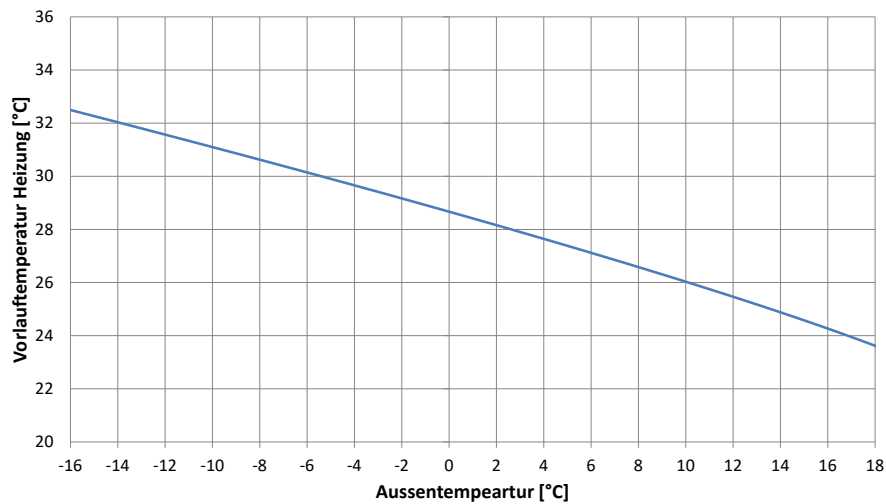


Abbildung 11: Heizkurve für Haus A und B.



2.6 Solaranlage

Die Solaranlage umfasst zwei unterschiedliche Kolleorttechnologien. 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 einigen Jahren Monitoring auf 100% PVT umgeschaltet.²

Die Solaranlage wird mit einem Wasser-Propylenglykol-Gemisch (38% Glykol) betrieben.



Abbildung 12: Vorne PVT-Kollektoren auf dem Dach von Haus B, die drei hintersten Reihen sind unabgedeckte, spektral selektive thermische Kollektoren der P&D-Anlage.

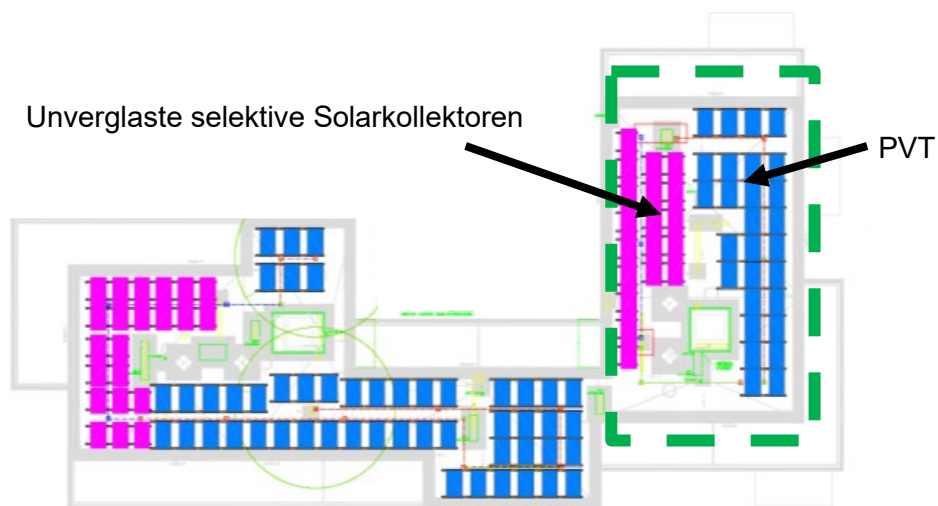


Abbildung 13: Situationsplan der Solaranlage auf dem Haus B, grün eingerahmt PVT und solar-thermisches Feld der P&D-Anlage.

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.



2.7 Koaxial-Erdwärmesonde (K-EWS)

Im P&D-Projekt wurden möglichst tiefe Erdwärmesonden als Quelle für die Niederhub-Wärmepumpen eingesetzt. Diese tiefen Erdwärmesonden ermöglichen durch die Erschliessung des entsprechend tiefen Erdreichs die Nutzung höherer Quelltemperaturen. Dadurch kann der zu leistende Temperaturhub der Wärmepumpe gesenkt werden und damit auch der elektrische Energieverbrauch. Dabei macht man sich die Eigenschaft zu Nutze, dass pro 30 m Tiefe die Erdreichtemperatur um ein Kelvin zunimmt (im Schweizer Mittelland). In Tiefen von 400-500 m herrschen im Erdreich Temperaturen vor, welche für die Heizung mittels Wärmepumpe sehr interessant sind (Abbildung 19). 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.

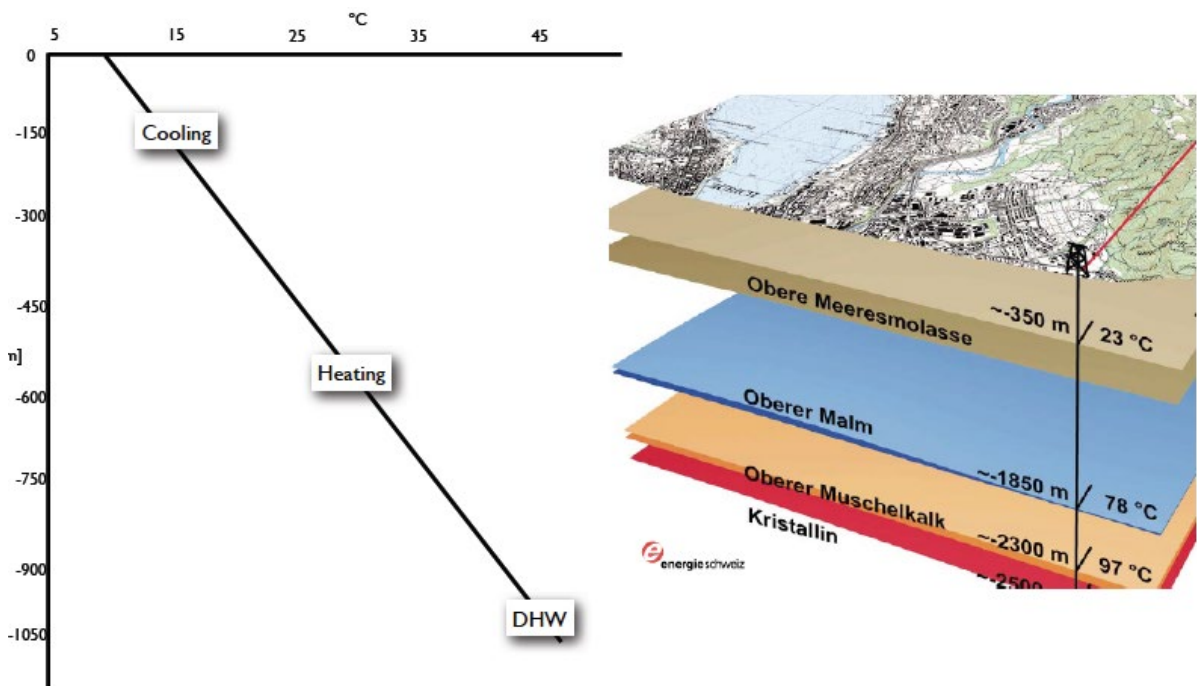


Abbildung 14: Temperaturverlauf im Erdreich bei zunehmender Tiefe. Quelle: Energie Schweiz.

Die im P&D-Projekt eingebaute Erdwärmesonde ist eine neuartige koaxiale Erdwärmesonde. Diese ist eine Weiterentwicklung von bereits bekannten koaxialen Konstruktionsprinzipien, jedoch mit einem flexiblen Schlauch anstelle eines starren äusseren Rohres. Der flexible Schlauch ist aus einem beschichteten Textil - einem hochfesten Polyester - hergestellt. Er entspricht als Produkt den hohen Anforderungen mit beispielsweise sehr hohem Platzdruck von über 60 bar und ist somit für die Geothermianwendung zugelassen. Durch die Trinkwasserzulassung des Schlauches ist sichergestellt, dass auch auf der Aussenseite keinen negativen Auswirkungen gegenüber allfälligem Grundwasser erfolgen.



Abbildung 15: Flexibler Schlauch als Aussenwand der coaxialen Erdwärmesonde (oben) und starres Zentralrohr (unten), das in den flexiblen Schlauch eingeführt wird.

Als Innenrohr wird ein starres isolierendes Kunststoffrohr abgeteuft. Das Rohr besteht aus einem thermisch gut isolierenden Material. Das thermisch gut isolierende Innenrohr aus Kunststoff besitzt eine Wärmeleitfähigkeit von weniger als 0.15 W/m/K und ermöglicht den wärmeverlustrarmen Transport von Wasser zwischen der Bohrlochbasis und der Sammelleitung zur Wärmepumpe. 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 16 dargestellt.

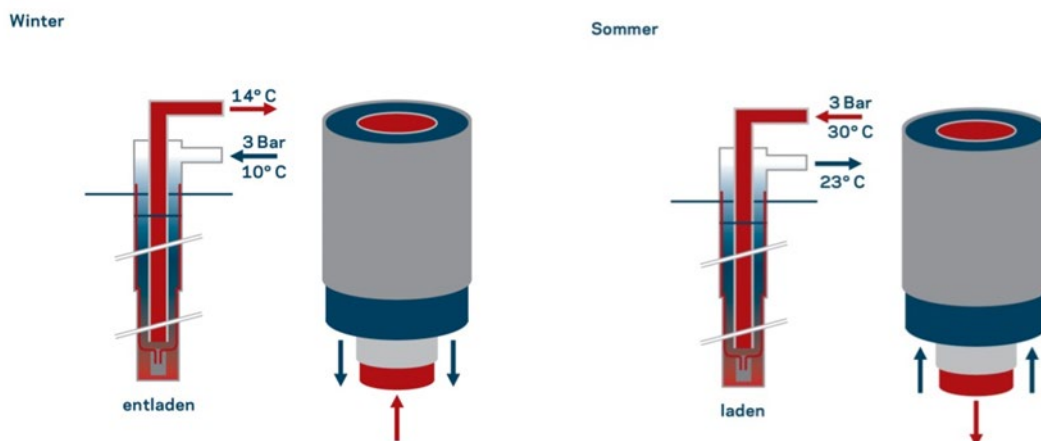


Abbildung 16: Betrieb der K-EWS im Winter und im Sommer.

Durch den grösseren Querschnitt der beiden Strömungskanäle im Vergleich zu handelsüblichen 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-Glykologemisch verwendet. Dank diesen Eigenschaften kann eine deutlich kleinere Umwälzpumpe eingesetzt werden, welche wiederum die Systemeffizienz durch den geringeren Stromverbrauch steigert.



Der Aussenschlauch wird mit einem druckfesten EWS-Fuss abgeschlossen und besitzt einen langzeitstabilen EWS-Kopf zur Leitungstrennung.

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 Hinterfüllung 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.

Abbildung 17 zeigt den Installationsablauf: Der flexible Schlauch wird bereits im Werk vorbereitet, sodass er zusammengefaltet in das Bohrloch abgeteuft werden kann. Anschliessend wird der Aussenschlauch mit dem Wasserdruck ausgeweitet, so dass dieser direkt an die Bohrlochwand gepresst wird und dort anliegt. Dadurch ist im Gegensatz zu den heute marktführenden EWS keine Hinterfüllung mit Zement und Bentonit mehr nötig. Einerseits vergrössert sich dadurch die Kontaktfläche des Wärmeträgers zum umliegenden Gestein und die isolierende Wirkung der Hinterfüllung entfällt, wodurch eine bessere Entzugsleistung erreicht wird. Andererseits kann damit in Gewässerschutzgebieten sichergestellt werden, dass kein Hinterfüllungsmaterial in ungewollte geologische Schichten dringt.

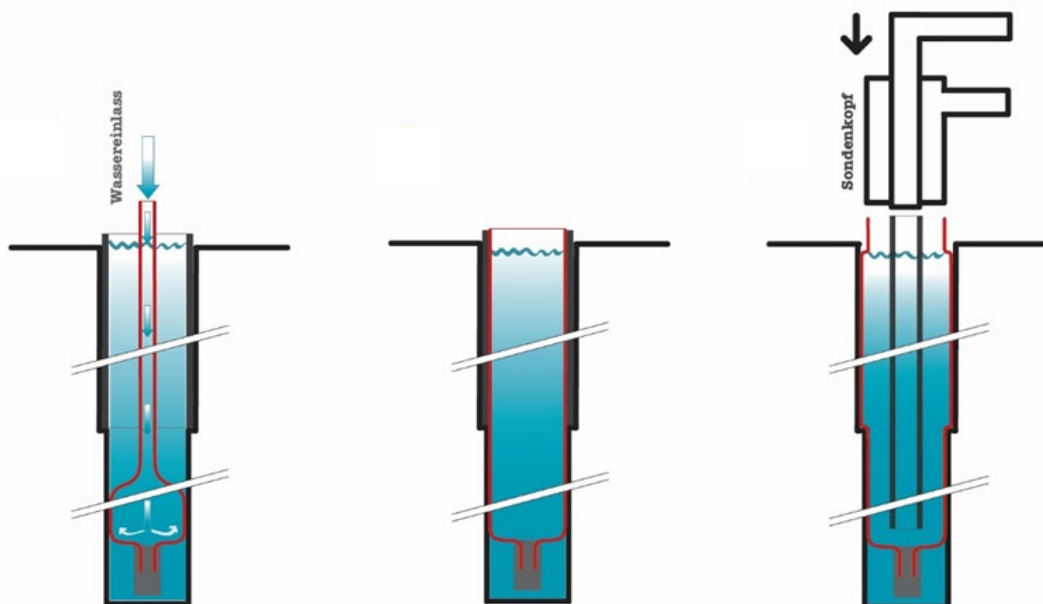


Abbildung 17: Installationsablauf der neuartigen K-EWS im Bohrloch.



Die K-EWS wird auf eine minimale EWS-Eintrittstemperatur von 4 °C ausgelegt und regeneriert. Dank dieser hohen Temperatur aufgrund der Bohrtiefe von über 400 m und der entsprechenden Auslegung kann auf Frostschutzmittel verzichtet werden. Das eingesetzte Wärmeträgermedium ist Wasser. Daraus ergibt sich eine maximale Entzugsleistung. In Abbildung 18 sind die möglichen Entzugsleistungen bei einer typischen Geologie des Schweizer Mittellandes für den Fall mit und ohne Regeneration dargestellt (Gesteinsparameter für die Simulation: Wärmeleitfähigkeit 2.4 W/m/K, Wärmekapazität: 1000 J/K/kg, Dichte: 2600 kg/m³). Im realen Betrieb kann immer weniger Leistung als diese Maximalleistung entzogen werden, wodurch sich die EWS-Austrittstemperatur erhöht und der Stromverbrauch der Wärmepumpe sinkt.

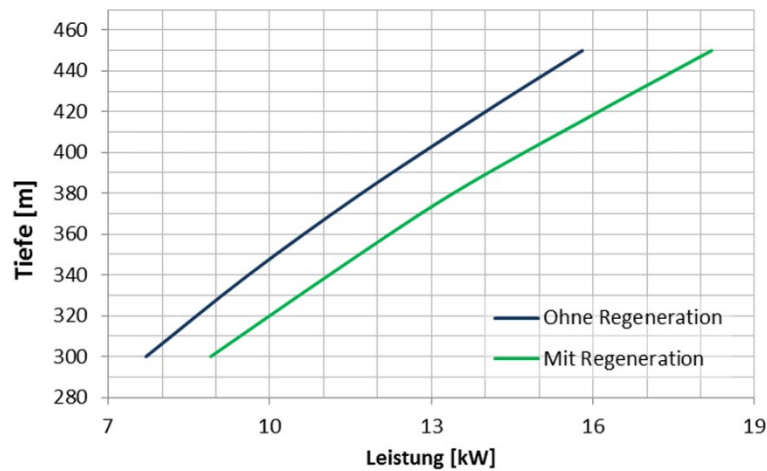


Abbildung 18: Entzugsleistung entsprechend der zunehmenden Tiefe der Erdwärmesonde im Vergleich mit und ohne Regeneration.

Im Vergleich dazu werden konventionelle EWS im Normalfall mit Frostschutzmittel bei einer Minimaltemperatur von -3 °C betrieben und dabei nicht regeneriert. Wasser gefüllte U-Rohr-EWS werden immer häufiger mit Regeneration geplant. Wasser kommt auch bei EWS-Feldern immer häufiger zum Zug. In Tabelle 2 ist ein Vergleich der Entzugsleistung anhand eines Auslegungsbeispiels für unterschiedliche Varianten angefügt.

Tabelle 2: Vergleich der maximalen Leistung von konventioneller EWS und K-EWS bei unterschiedlichen Tiefen.

Tiefe [m]	Leistung [kW]	
	Glykol gefüllte EWS Konventionelle EWS	Wasser gefüllte EWS Konventionelle EWS K-EWS
200	8.0	3.7 -
300	13.5	7.4 8.7
450	-	- 18.2

Bei der Bohrung der ersten K-EWS in diesem P&D Projekt 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 m und 203 m wurde zudem eine Siltstein/Mergel-Schicht durchbohrt.

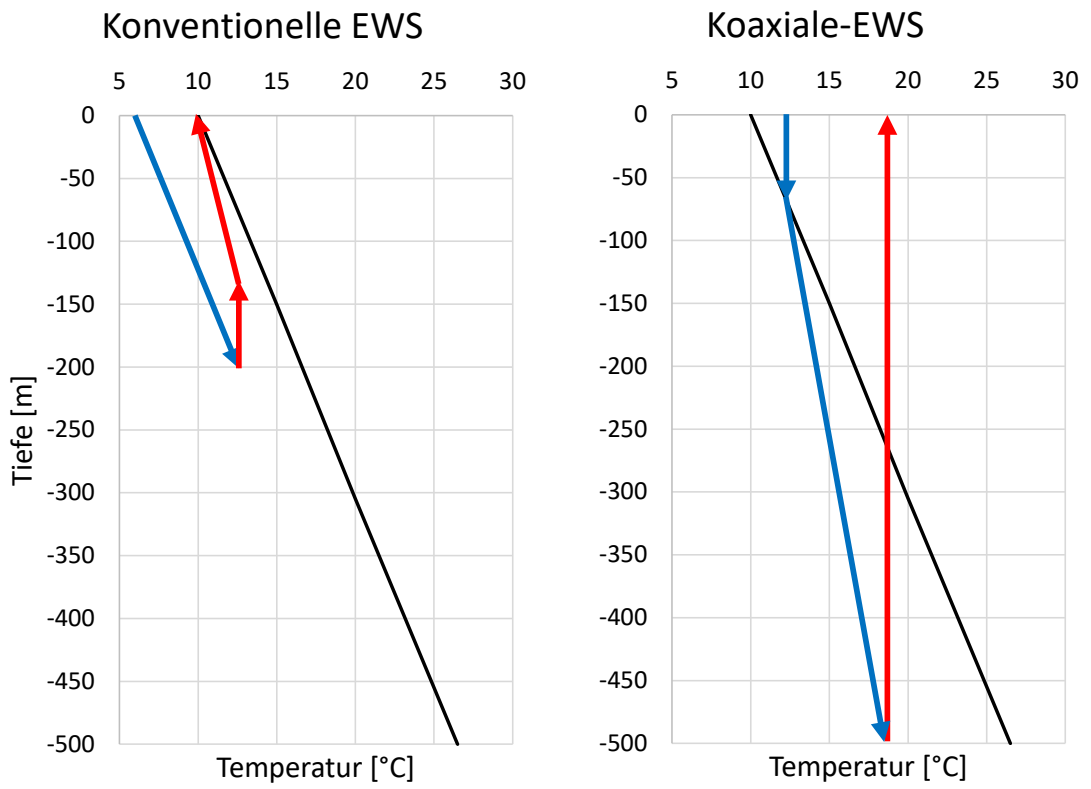


Abbildung 19: Schematischer Temperaturverlauf im Boden bei konventionellen EWS (links) und bei der K-EWS (rechts). Schwarze Linie zeigt die ungestörte Bodentemperaturen.

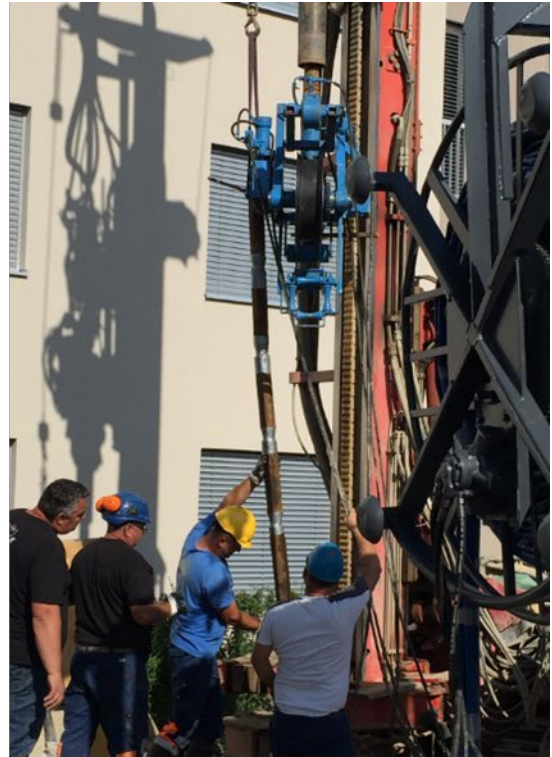


Abbildung 20: Impressionen der Vorbereitungsarbeiten und des Einbringens der Sonde nach erfolgreicher Bohrung.



2.8 Niederhub-Wärmepumpe

In diesem P&D-Projekt wurde in den beiden dezentralen Systemen in Haus A und Haus B eine für den Niedertemperaturhub-Einsatzbereich ($\Delta T \leq 25 \text{ K}$) im Heiz- wie auch im Kühlfall optimierte Wärmepumpe eingesetzt. Die Niederhub-Wärmepumpe (NH-WP) ist ein Fabrikat der Firma BS2 AG.



Abbildung 21: Technikraum mit Niederhub-Wärmepumpe.

Die Wärmepumpe ist so aufgebaut, dass der Gütegrad der Maschine auch bei tiefen Temperaturhuben hoch ist. Die wichtigsten Kennzahlen sind in der Tabelle 3 zusammengefasst. Sie ist frequenzgeregelt und kann die Leistung kontinuierlich dem Bedarf anpassen.

Tabelle 3: Leistungsdaten Niederhub-Wärmepumpe.

WPZ-Prüfnummer	WW-183-16-02						
Leistungsbereich	W10/W35: 6-20 kW						
Normdaten EN14511³	°C	W10/W35	W10/W30	W15/W35	W15/W25	W10/W55	W30/W50
Teillastbetrieb	RPM	4500	3800	3350	1225	4400	2650
Heizleistung	kW	20.1	17.2	17	10.2	17.7	17.5
El. Leistungsaufnahme	kW	3.35	2.4	2.3	0.83	4.8	2.57
COP	(-)	6	7.1	7.3	12.3	3.7	6.8
	p_{\max} bar	T min °C	T max °C	Bemerkung			
Einsatzbereich quellenseitig	3 ⁴	+8	+30	Sondeneintrittstemperatur >4°C			

³ Messung ohne Umschaltventil

⁴ 6 bar auf Anfrage



Ein weiteres Alleinstellungsmerkmal zum Zeitpunkt der Entwicklung und Installation war die Zulassung für Quellentemperaturen bis 30 °C. Damit wurde die Grundlage für den Einsatz primärseitig eingebundener Solarkollektoren für die Regeneration geschaffen. 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 der K-EWS, dem Solarkreis und dem Abgabesystem, indem alles in einer Komponente integriert ist. Dies ermöglicht eine einfache Umstellung zwischen Heiz- und Kühlmodus. Durch das Umschaltventil wird zum einen der Wasserfluss so gestellt, dass im Heizmodus die Erdwärmesonde und im Kühlmodus das Wärmeabgabesystem (z.B. Bodenheizung) mit dem Verdampfer der Wärmepumpe verbunden sind und zum andern wird die Durchflussrichtung in der K-EWS geändert. Im Heizmodus fließt das Wasser im äusseren Bereich der coaxialen Erdwärmesonde in die Tiefe und steigt im isolierten Innenrohr mit maximaler Temperatur wieder nach oben. Im Kühlmodus und für die Regeneration des Erdreichs ist die Fliessrichtung umgekehrt, womit eine maximale Effizienz beim Einlagern der Wärme in das Erdreich erlangt wird. Es wird kein 4-Weg-Ventil benötigt wie bei marktüblichen Lösungen, da der Betrieb als Wärme-/Kältemaschine gleichzeitig eine Umkehrung der Fliessrichtung in der K-EWS ermöglicht. Zum Zeitpunkt der Planung war die Auswahl solcher für das Niedertemperaturhub-Systemen geeigneten und auf dem Markt verfügbarer Wärmepumpen noch sehr klein. Heute stehen verschiedene Wärmepumpen mit einem hohen COP für den Niedertemperatureinsatz zur Verfügung.



Abbildung 22: Innenansicht der eingesetzten Niedertemperaturhub-Wärmepumpe.

2.9 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 wiederum 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.

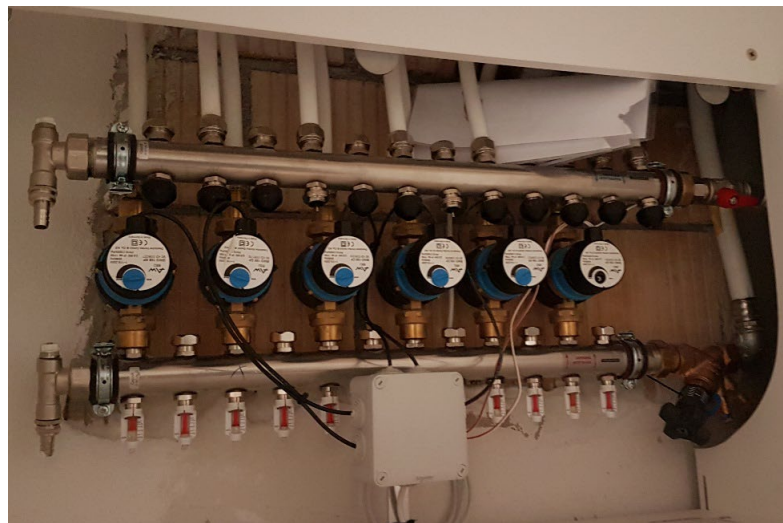


Abbildung 23: Einbausituation der aHKV, beispielhaft für eine der P&D Wohnungen.

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 24 und Abbildung 25 zeigen das vereinfachte Monitoringkonzept der Pilotanlagen in Haus A und B mit den wichtigsten Zählern.

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



3.1 Monitoring Haus A

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

Tabelle 4: Übersicht der verwendeten Messmittel 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_solareSpeicherbeladung	Speicherbeladung BWW solar
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 ⁵	A_Wohnung4_T	Temperatur TABS
iButton	A_iButton_T	Anlegefühler
Globalstrahlung		
SMP3	G_SMP3	Pyranometer

⁵ Dieser Sensor ist ausgefallen und kann für die Auswertung nicht verwendet werden.

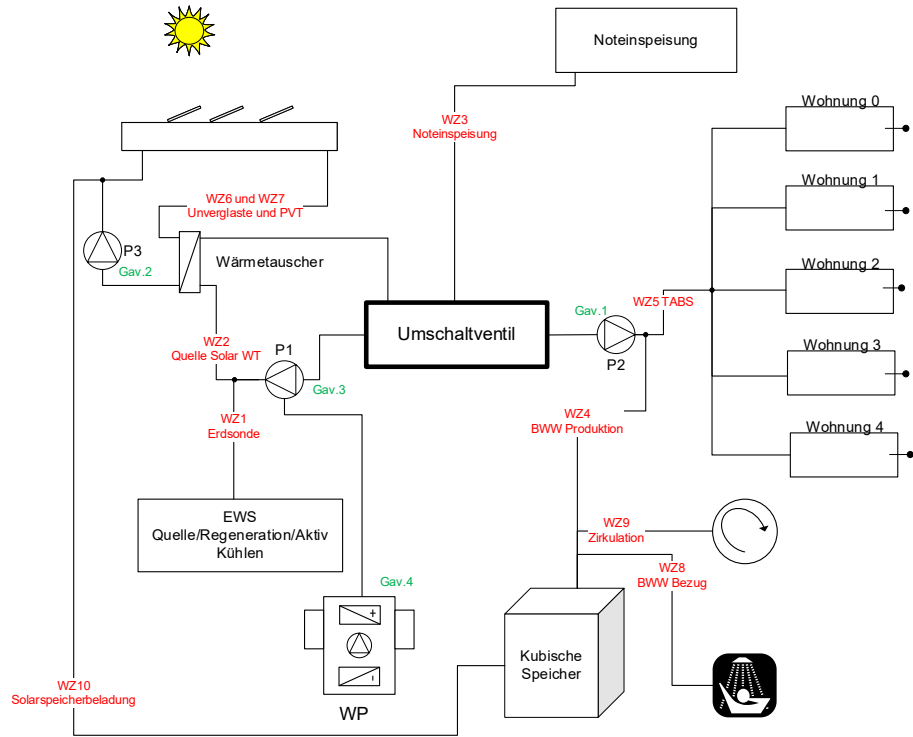


Abbildung 24: Vereinfachtes Schema der Anlage und der installierten Messausrüstung für das Haus A mit kubischem Speicher. Rot: Wärmehähler und in grün: Elektrozähler.

Tabelle 5: Übersicht der Datenausfälle für die BWW-Produktion (WZ4) Haus A.

Monat und Jahr	Anzahl Tage
Mai 2020	3
Juni 2020	31
Juli 2020	19
Juni 2022	5



3.2 Monitoring Haus B

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

Tabelle 6: Übersicht der verwendeten Messmittel 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
Temperaturfühler		
PT100/1	B_Wohnung1_T	Temperatur TABS
PT100/2	B_Wohnung2_T	Temperatur TABS
PT100/3	B_Wohnung3_T	Temperatur TABS

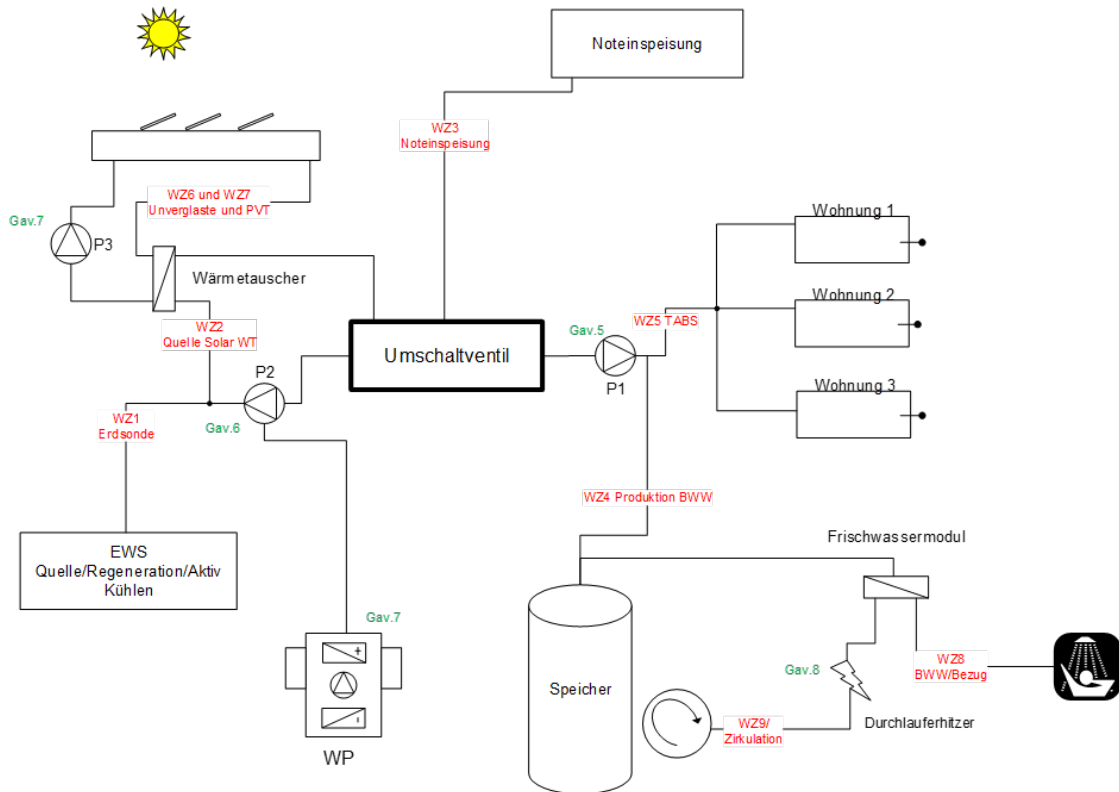


Abbildung 25: Vereinfachtes Schema der Anlage und der installierten Messausrüstung für das Haus B mit einem klassischen Speicher. Rot: Wärmemesser und in grün: Elektrozähler.

Tabelle 7: Übersicht der Datenausfälle für die BWW-Produktion (WZ4) Haus B.

Monat und Jahr	Anzahl Tage
Januar 2020	14
August 2020	3
März 2021	6
Juli 2021	15
September 2021	7
Oktober 2021	4
Januar 2022	6
Februar 2022	14
Juli 2022	8
August 22	16

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 (ϵ) von $< \pm 5\%$ aufweisen. Für Messungen des elektrischen Energieverbrauchs wurden Messgeräte vom Typ Gavazzi EM210 mit einer Fehlergrenze von $\pm 1.5\%$ verwendet. Die



Temperaturmessungen wurden mit Widerstandstemperturfühlern der Genauigkeitsklasse B und mit Hilfe von Analogeingangsmodule von Advantech ADAM-4015 erfasst. Für die Temperaturdaten ergibt sich dadurch eine Fehlergrenze von ca. $\pm (0.5+0.005 \cdot |\vartheta|)$ °C, wo ϑ für die gemessene Temperatur in °C steht. Für die Analyse der Speicherschichtung wurden Anlegetemperturfühler (iButtons - DS1921G) verwendet mit einer Messgenauigkeit von $\pm 1^\circ\text{C}$ zwischen -30°C - 70°C . Die Messung erfolgt in 0.5°C Schritten.

Für Quotienten, beispielweise Jahresarbeitszahlen oder Systemnutzungsgrade, berechnet sich die Messunsicherheit aus der Wurzel der Summe der Quadrate der Standardabweichung des Zählers und des Nenners. Die einfache Standardabweichung berechnet sich nach Gleichung 1. So beträgt die Fehlergrenze bei den genannten Beispielen $\pm 3.0\%$ (JAZ Berechnung mittels Wärmemengenzähler & Stromverbrauchsmessung).

In der Auswertung wurde die zweifache Standardabweichung (2σ , Vertrauensintervall $\pm 95\%$) verwendet, was zu grösseren Messunsicherheiten bei der Ermittlung der JAZ führt ($\pm 6\%$).

$$\sigma = \sqrt{\varepsilon^2/3} \tag{Gl. 1}$$

3.4 KPI – Key performance indicators

In diesem Kapitel werden alle Kennwerte und ihre Berechnungsmethode beschrieben, die für die Auswertung verwendet werden.

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 elektrischen 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 8 linke Spalte). Die elektrischen Erträge der PVT-Kollektoren werden in diesem P&D-Projekt nicht untersucht.

Tabelle 8: Definitionen der solaren Nutzungsgrade (T = Thermische Solaranlage).

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

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. 2 und Gl. 3).

$$\overline{\vartheta_{m,th}} = \frac{\int dt \vartheta_{m,th} \cdot \dot{Q}_{PVT/T}}{\int dt \dot{Q}_{PVT/T}} \quad \text{Gl. 2}$$

$$\vartheta_{m,th} = (\vartheta_{VL} + \vartheta_{RL})/2 \quad \text{Gl. 3}$$

3.4.2 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.

$$f_{sol,th}^{sekundär} = \frac{Q_{PVT/T,ES}}{Q_{WP} + Q_{PVT/T,ES}}, \quad \text{Gl. 4}$$

wo $Q_{PVT/T,ES}$ 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 Heizsystem (die WP liegt also ausserhalb der Systemgrenze) sowie an der Schnittstelle zwischen dem Heizsystem und der PVT- bzw. Solarthermieanlage.

Solarwärme, welche auf der Quellenseite (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 (Senke) eingebrachten Solarwärme $Q_{PVT/T,ES}$.

$$f_{sol,th}^{total} = \frac{Q_{PVT/T}}{Q_{primär} + Q_{PVT/T,ES}} \quad \text{Gl. 5}$$

3.4.3 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

$$JAZ_{WP+} = \frac{Q_{WP}}{E_{Kompressor} + E_{pumpe,Prim} + E_{Regelung}}, \quad \text{Gl. 6}$$



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.

$$SNG+ = \frac{Q_{nutz}}{E_{sys}} \quad \text{Gl. 7}$$

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

$$COP+ = \frac{Q_{WP}}{E_{Kompressor} + E_{Regelung}} \quad \text{Gl. 8}$$

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

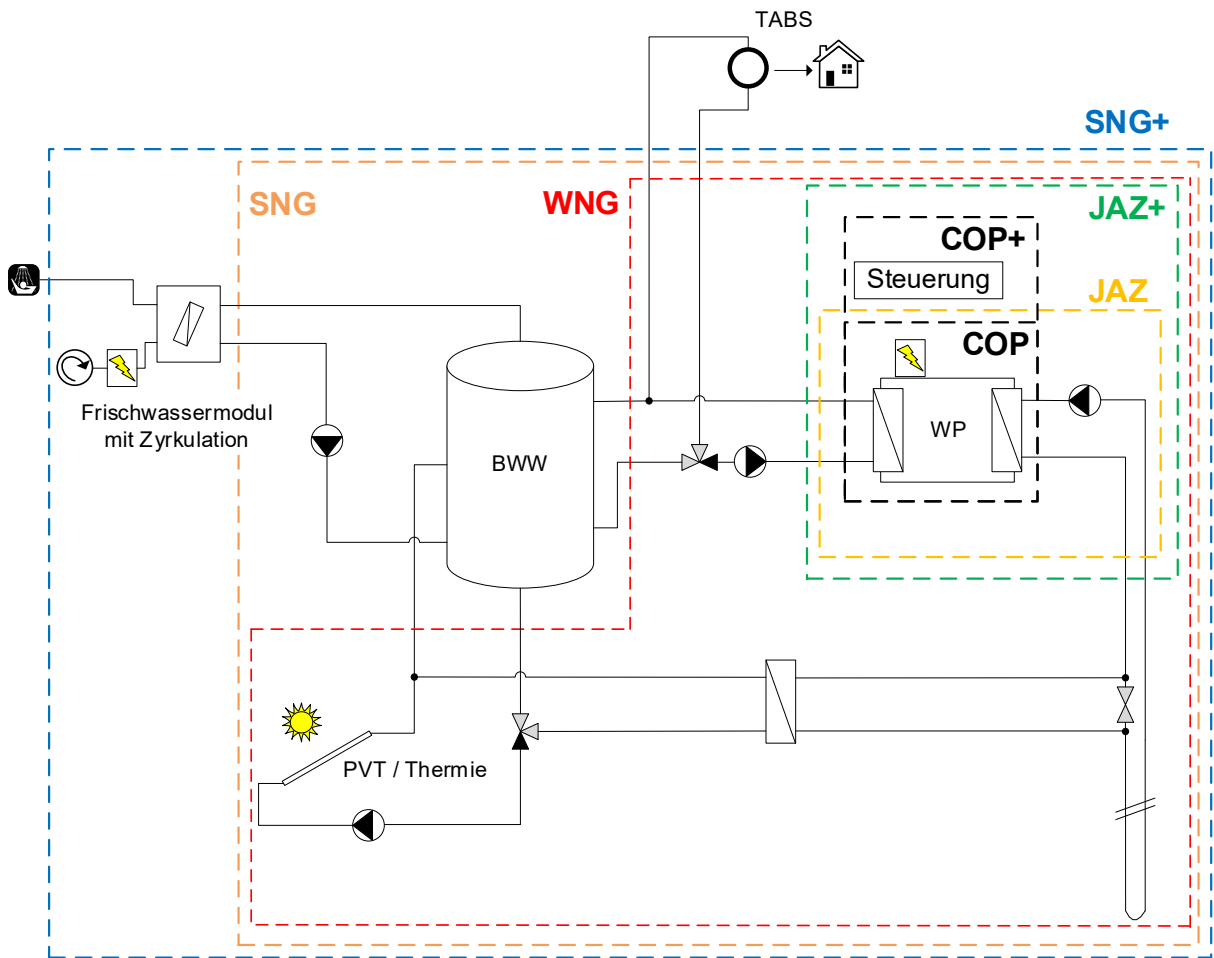


Abbildung 26: Definition der Systemgrenzen im Projekt für die Berechnung der KPI's.



4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Inbetriebnahme Monitoring

Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf die Auswertung von 2020 bis August 2022, wobei der Schwerpunkt auf der Periode zwischen 01.09.2021 und 31.08.2022 liegt. Im Jahr 2020 wurden diverse Komponenten der Gesamtanlage in Betrieb genommen oder Fehler behoben. Das Jahr 2021 wies einen sehr kühlen und regnerischen Sommer auf, weshalb die oben beschriebene Zeitperiode mit deutlich wärmerem Sommer gewählt wurde. In der Tabelle 9 sind die wichtigsten Änderungen und technischen Probleme am System zusammengefasst.

Tabelle 9: 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	Korrektur Betrieb nach Fehlerbehebung am Druckwächter im Solarkreis (zu tiefer Schwellwert eingestellt)
Solaranlage (PVT)	9.04.2020	A	Korrektur 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
Aktive Kühlung aktiviert/deaktiviert	10.08.22	A und B	Aufgrund des heissen Sommers 2022 wurde festgestellt, dass in beiden Häusern die Kühlung abgeschaltet war. Die Kühlung in Haus B wurde wieder aufgenommen (neues Umschaltventil). Im Haus A ist das Umschaltventil defekt, deshalb keine aktive Kühlung möglich.



Entlüftung PVT-Anlage	16.08.22	B	Entlüftung des Hydraulikkreises der PVT Anlage
Anpassung der Sollwerte BWW-Beladung	18.08.22	A	Anpassung der Sollwert-Temperaturen für das Einschaltkriterium von 49 °C (Haus A) und 51 °C (Haus B) auf 40 °C (Fühler unten).
Umschaltung Sommer/Winter Betrieb BWW-Speicherbeladung	18.08.22	A und B	Anpassung der Beladungseigenschaften. Haus A Aktivierung der Umschaltung zwischen Winter- und Sommerbetrieb. Für Haus B (ohne solare Vorwärmung) fixe Einstellung auf Sommerbetrieb.
Aktivierung solare Regeneration	30.08.22	A	Am 10.08.22 wurde die solare Regeneration deaktiviert, um zu testen ob die Regeneration eine Beladung des BWW-Speicher durch die Solaranlage verhindert. Anschliessend Wiederaktivierung der solaren Beladung.
Wärmezähler EWS2	30.8.22	B	Zähler für Regeneration aktives kühlen funktioniert nicht, wird demnächst vor Ort überprüft.

Der falsch eingestellte Druckwächter in der Solaranlage im Haus B war ein kleiner Fehler, der einfach behoben werden konnte. Jedoch führte dieser dazu, dass ein grosser Teil der vorhandenen Energie nicht genutzt wurde und beispielsweise im vorliegenden Fall die Erdwärmesonden erst spät regeneriert wurden. Ohne ein aktives Monitoring wäre dieser Fehler 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 grössten Fehler ermittelt und behoben werden konnten (siehe Tabelle 9). 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.).

Die Betreuung der Anlage wurde ab 2021 nicht mehr durch die BS2 gewährleistet, da sich das Unternehmen operativ zurückgezogen hat. Änderungen an den Regeleinstellungen konnten seit diesem Zeitpunkt nicht mehr nachverfolgt werden, weshalb auch erst spät festgestellt wurde, dass zum Beispiel die Regelparameter für die BWW-Ladung nicht dem Regelbeschrieb entsprachen. Diese Einstellungen wurden im August 2022 entsprechend wieder angepasst, da keine Unterscheidung zwischen Winter- und Sommerbetrieb gemacht wurde (Haus A, siehe Kapitel 4.6). Bei Haus B war die Anlage ständig im Sommermodus, was jedoch keinen Sinn ergibt, da keine solare Vorwärmung vorhanden ist.

Ein weiteres Problem gab es mit neuen Wärmemengenzählern der Firma NeoVac. Diese haben regelmässig Ausfälle aufgewiesen. Das hat zu grossem Mehraufwand geführt, 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. Die Messdaten vom Gebäude C konnten bis zum Abschluss des Projektes dem Projektteam nicht zur Verfügung gestellt werden.



4.2 Energieflüsse und Energiebilanzen

Ein Energieflussdiagramm für Anlage A und B ist in Abbildung 27 und Abbildung 28 zu sehen. Die Werte beziehen sich auf den Zeitraum August 2021 bis September 2022. Aufgrund von Ausfällen bei der Datenerfassung sind extrapolierte Werte oder von anderen Zählern abgeleitete Werte entsprechend markiert (*). Hervorzuheben sind die hohen thermischen Verluste in beiden Warmwasserspeichern. Mit 9.15 MWh/a betragen diese für Anlage A 43% und für Anlage B mit 4.6 MWh/a 46%. Die Verluste in der Anlage A überschreiten die nach SIA zu erwartenden Verluste deutlich, mehr dazu im Kapitel 4.6.

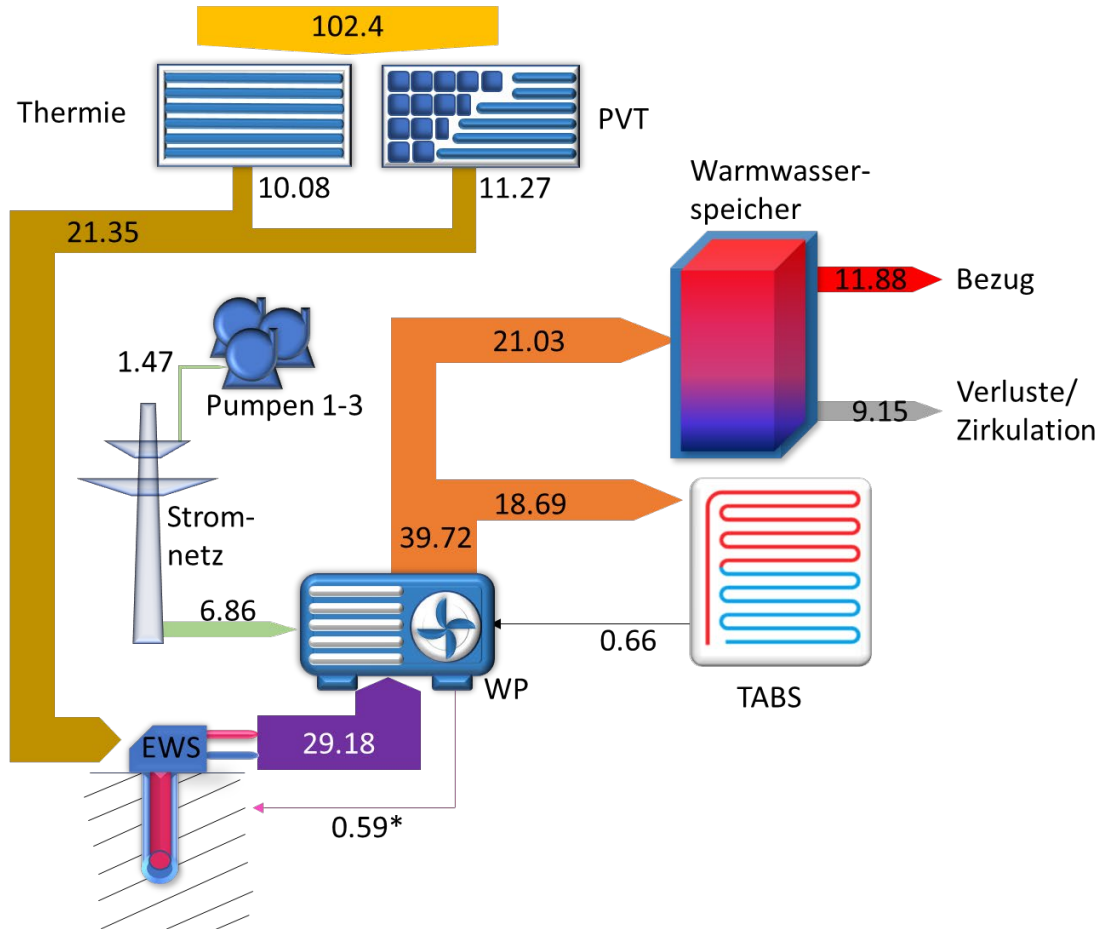


Abbildung 27: Energieflussdiagramm Haus A vom 01.09.2021 bis 31.08.2022. Die Einheit aller Werte ist MWh/a.

*Die Erdreichregeneration durch aktives kühlen fand nur für ein paar Tage statt

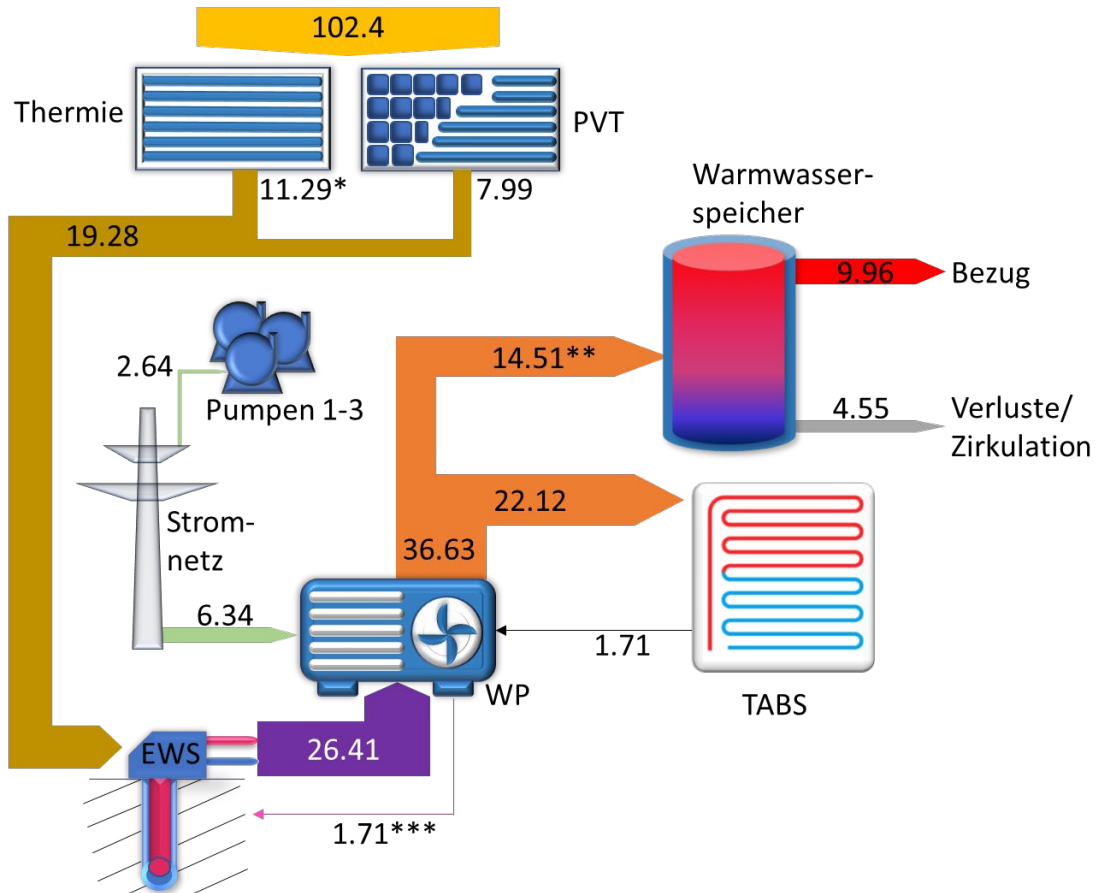


Abbildung 28: Energieflussdiagramm Haus B vom 01.09.2021 bis 31.08.2022. Die Einheit aller Werte ist MWh/a.

*Aufgrund von kleineren wiederkehrenden Ausfällen des Thermie-Wärmezählers wurden fehlende Werte anhand historischer Daten und dem Verhältnis von Anlage A zu B ergänzt.

**Aufgrund von zwei Ausfällen des Brauchwarmwasser-Wärmezählers wurde der Wert extrapoliert

*** Der Wärmezähler für die Erdreichregeneration durch aktives Kühlen funktioniert nicht, daher wurde die entnommene Wärmemenge der TABS vor der Wärmepumpe als Wert genommen. Die Kühlung lief nur in einem Zeitraum von zwei Wochen.

Tabelle 10: Farbcode für die Darstellung der Energieflüsse in den Energieflussdiagrammen

	Solarstrahlung auf Modul-/Kollektorfläche
	Solarwärme Regeneration EWS
	Erdwärme an Wärmepumpe
	Wärme aus Wärmepumpe
	Warmwasser
	Elektrische Energie aus dem Netz
	Wärme aus TABS (aktives Kühlen)
	Wärme aus aktivem Kühlen (WP)
	Verluste (Zirkulation & Umgebung)



4.2.1 Heizwärme- und Klimakälteverbrauch

In Abbildung 29 ist der Heizenergieverbrauch für die beiden Teilhäuser während der gesamten Messperiode zusammengefasst. Der witterungsbereinigte⁶ Heizwärmeverbrauch gemittelt aus den Jahren 2020 und 2021 beträgt 29.8 kWh/m² für das Teilhaus A und 34.4 kWh/m² für das Teilhaus B. Laut Norm (SIA 380/1:2009) ist ein Heizwärmebedarf von 27.8 kWh/m² berechnet worden, wobei es sich bei diesem Wert um die gesamten Gebäude A und B handelt (zentrale und dezentrale Anlage zusammen, siehe Abbildung 1). Würde man nur die Teilhäuser berechnen (Pilotanlagen 1 und 2), wäre der Wert leicht höher, da das Verhältnis der Aussenfläche zur Nutzfläche leicht schlechter ausfällt im Vergleich zum gesamten Gebäude. Man kann festhalten, dass das Teilhaus A nicht unerwartet mehr Heizwärme verbraucht und auch das Teilhaus B mit einem Mehrbedarf von etwa 24% im zu erwartenden Bereich liegt, da die Abweichung nicht sehr gross ist im Vergleich zum durchschnittlichen Energy Performance Gap von 44% welcher für 65 Mehrfamilienhäuser im BFE Projekt ImmoGap [3] ermittelt wurde. Der höhere Bedarf lässt sich darauf zurückführen, dass im Haus B generell ein bis zwei Kelvin höhere Raumtemperaturen gemessen werden. Inwiefern dies von den Bewohnenden so gewünscht ist, konnte nicht ermittelt werden. Die gemessenen durchschnittlichen Raumtemperaturen im Januar 2022 sind in beiden Teilhäusern mit 25.6 °C (Haus A) und 26.4 °C (Haus B) als sehr hoch zu bewerten.

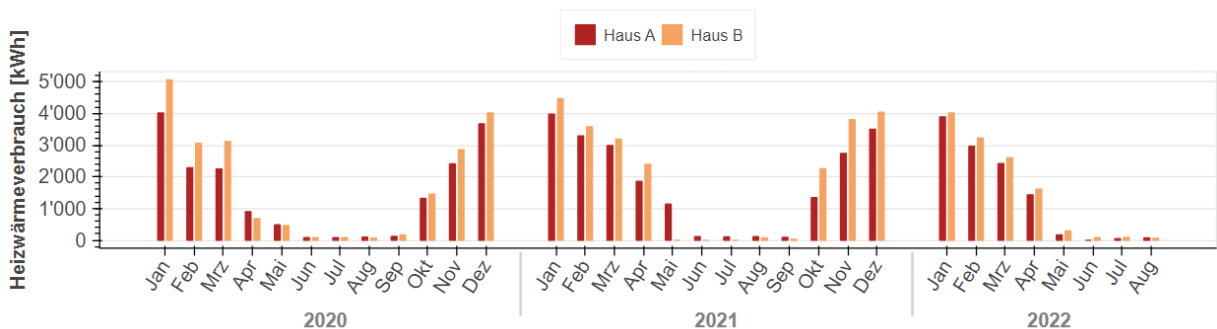


Abbildung 29: Monatlicher Heizwärmeverbrauch für die beiden Teilhäuser A und B.

In Abbildung 30 ist der Klimakälteverbrauch der beiden Teilhäuser aufgeführt. Am 17. August 2020 musste die Kühlung im Haus B deaktiviert werden, da Probleme beim Umschaltventil der Wärmepumpe auftraten. Für das gesamte Jahr 2021 wurde keine Energie für die Kühlung auch im Haus A erfasst. Das Projektteam ging davon aus, dass der eher kühle und regnerische Sommer 2021 eine Kühlung unnötig machte. Jedoch wurde im sehr heissen Sommer 2022, ziemlich schnell klar, dass die Kühlung grundsätzlich nicht funktioniert. Ende Juli wurde festgestellt, dass auch im Haus A die aktive Kühlung bewusst deaktiviert war. Die Hintergründe dazu konnten nicht ermittelt werden. Die Kühlung wurde am 10. August 2022 in beiden Häusern wieder aktiviert, wobei kurz darauf für Haus A diese wieder deaktiviert wurde, da wie im Jahr 2020 für Haus B, das Umschaltventil defekt ist und die aktive Kühlung zurzeit nicht möglich ist. Aus diesen Gründen war eine detaillierte Analyse der aktiven Kühlung im Rahmen dieses Projektes nicht möglich. Der Klimakälteverbrauch im Haus A betrug im Jahr 2020 Total 3.0 kWh/m².

⁶ Zur Witterungsberreinigung wurde die Heizgradtag-Methode (HGT20/12) und die Klimastation SMA (Zürich-Fluntern) verwendet.

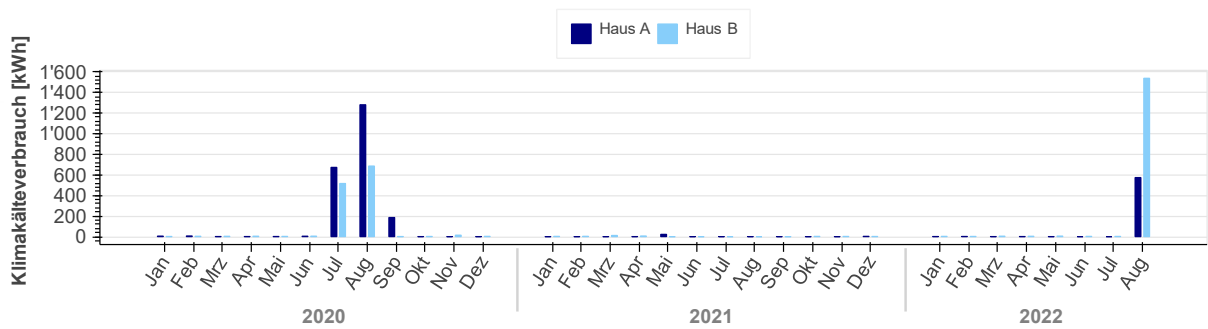


Abbildung 30: Klimakälteverbrauch für die beiden Teilhäuser A und B. Kühlung wurde im Haus B Mitte August ausgeschaltet und im Jahr 2021 auch für Haus A. Im August 2022 wurde für beide Gebäude die aktive Kühlung wieder in Betrieb genommen.

4.2.2 Brauchwarmwasserbedarf

Die Wärmemengen, die von den Wärmepumpen für das Brauchwarmwasser bereitgestellt wurden, sind in Abbildung 31 für die beiden Anlagen separat aufgeführt. Der Warmwasserbezug zwischen dem 01.09.2021 und dem 31.08.2022 liegt im erwarteten Bereich⁷, für die Anlage A beträgt dieser 16.7 kWh/m² und für die Anlage B 14.0 kWh/m², wobei in diesen Zahlen keine Zirkulations- und Speicherverluste berücksichtigt sind. Berücksichtigt man die Wärmemenge, welche durch die WP bereitgestellt wird für die Beladung des BWW-Speichers (BWW-Bedarf inklusive Verluste), dann steigt der Bedarf von Anlage A auf 29.6 kWh/m² und von Anlage B auf 26.3 kWh/m². Im Vergleich zum Norm-Bedarf (20.8 kWh/m²) fallen die Werte für Anlage A um 42% und für Anlage B um 26% höher aus. Diese hohen Verluste bei der BWW-Erzeugung und ein tiefer Heizwärmeverbrauch führen dazu, dass die BWW-Erzeugung bei der Anlage A 53% und bei der Anlage B 40% der gesamten durch die WP erzeugten Wärmemenge ausmacht. Der hohe BWW-Anteil in der Anlage A hat einen grossen Einfluss auf die JAZ der WP, was im Kapitel 4.4 im Detail betrachtet wird.

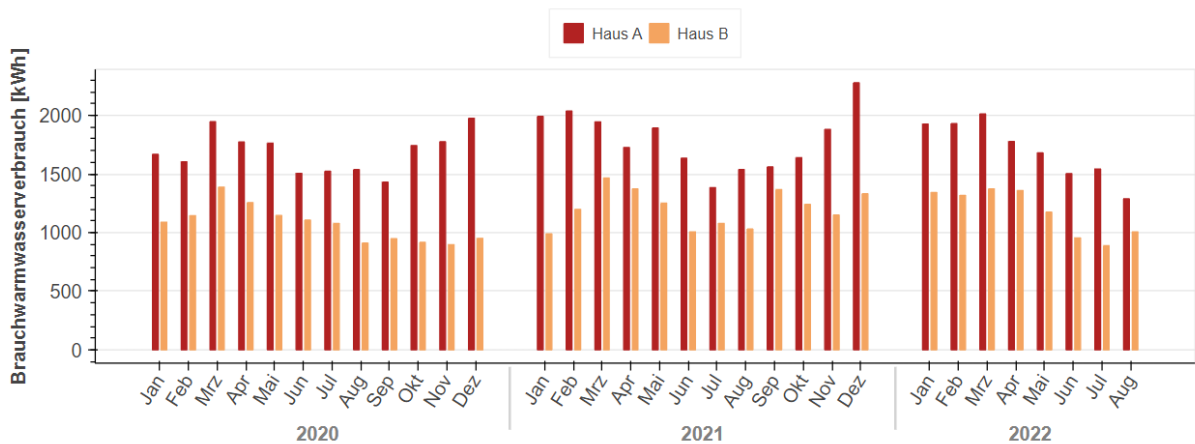


Abbildung 31: Monatliche Brauchwarmwasserbereitstellung inklusive Verluste für die Teilhäuser A und B. Datenlücken wurden anhand historischer Daten interpoliert, die Messdatenausfälle sind in Tabelle 5 und Tabelle 7 zusammengefasst.

⁷ Laut SIA 380/1:2009 beträgt der BWW-Bedarf 20.8 kWh/m², wobei dieser Wert nach dem heutigen Wissensstand als ein Wert mit Speicher- und Zirkulationsverlusten (ca. 30%) betrachtet werden sollte [3].



4.2.3 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 32 nicht wie gewünscht die Leistungskennlinie des Heizkreiswärmehählers (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 32 und Abbildung 33 wird deutlich, dass die Wärmepumpen beider Häuser die überwiegende Zeit auf der tiefsten Leistung in Betrieb sind und nur eine geringe Abhängigkeit der Leistung zur Aussenlufttemperatur besteht. Damit wird deutlich, dass die Wärmepumpe für diesen Bedarf zu gross dimensioniert wurde. Dies ist hier kein Einzelfall, sondern eher die Regel, wie die Auswertung anderer P&D- und Forschungsprojekte aufzeigt [3,4]. Die spezifische Heizleistung über beide Anlagen betrachtet, liegt zwischen 8.4 W/m^2 und 12.7 W/m^2 (Minimum/Maximum).

Die Überdimensionierung wirkt sich stark auf die Betriebszeiten der Wärmepumpen aus (siehe Abbildung 34), welche trotz Drehzahlregelung 30% (Haus A) der Betriebszeit nicht länger als 30 Minuten läuft. Im Fall von Haus B ist es mit 56% noch extremer. Eine richtige Dimensionierung im Bereich von etwa 4 bis 14 kW würde wahrscheinlich eine Effizienzsteigerung und eine höhere Lebensdauer der Wärmepumpen bewirken.

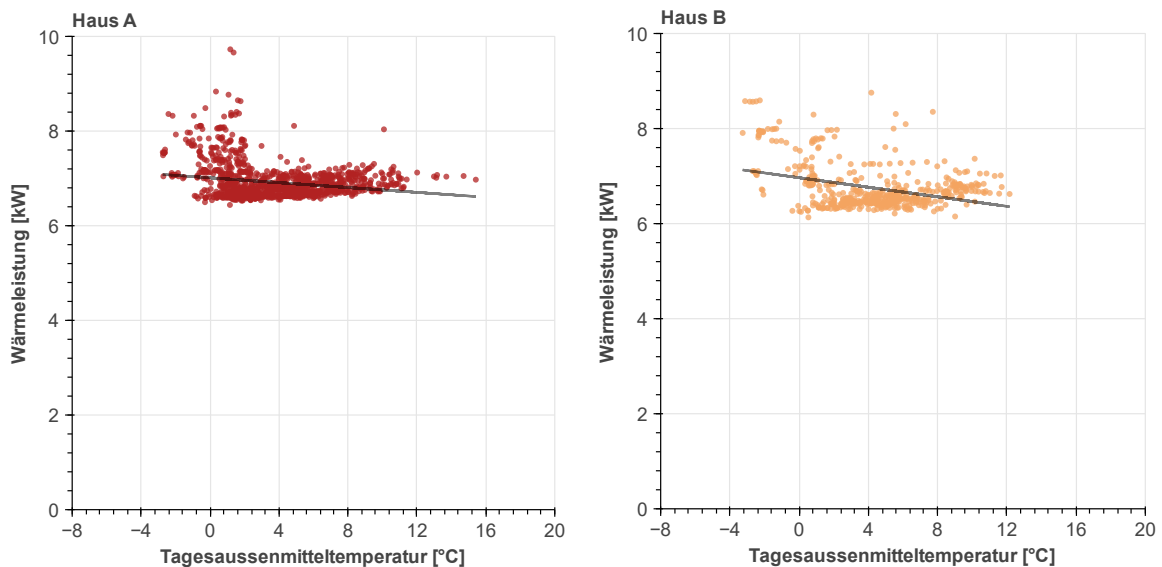


Abbildung 32: Leistungskennlinie Haus A links und Haus B rechts; Stundenmittelwert der Heizleistung in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur. Messperiode: 01.09.2021 – 31.08.2022. Schwarze Linie ist ein linearer Fit durch die Messpunkte.

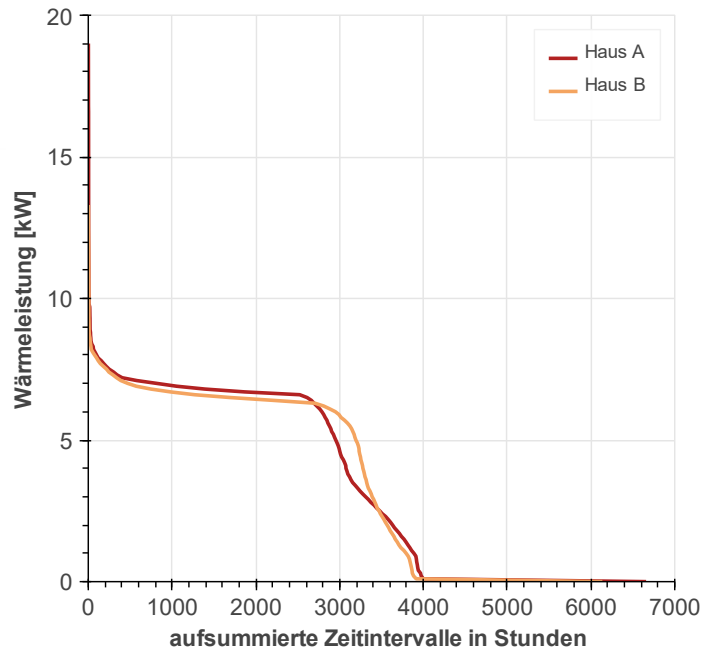


Abbildung 33: Kumulierte Häufigkeit der thermischen Leistung des Wärmeerzeugers für Haus A und B. Messperiode: 01.09.2021 – 31.08.2022.

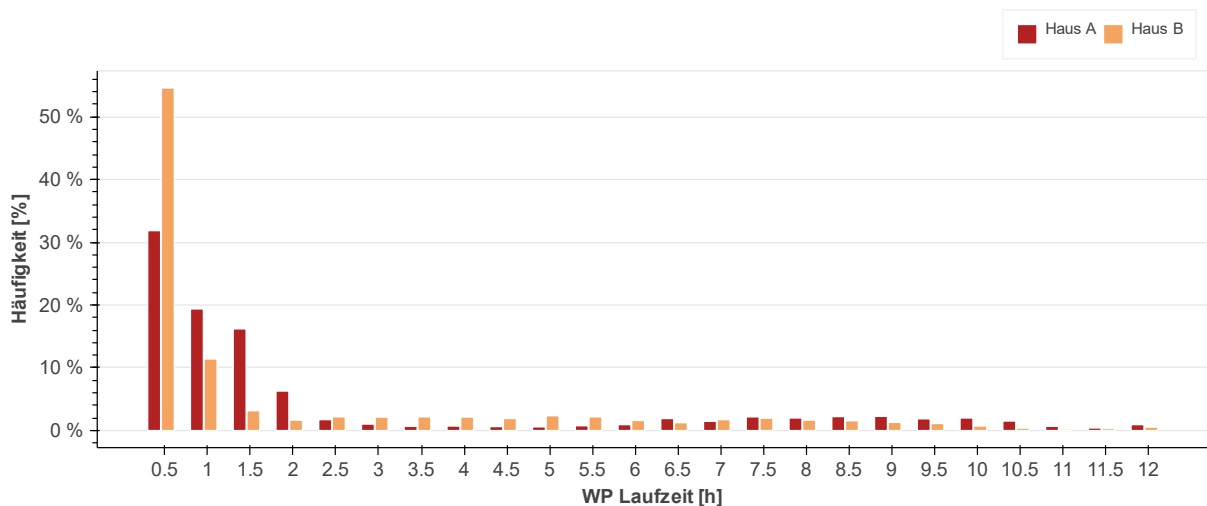


Abbildung 34: Histogramm der Laufzeit der Wärmepumpen für Haus A und B für die Auswertungsperiode vom 01.09.2021 bis 31.08.2022.

4.3 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.

In Abbildung 35 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. In Tabelle 11 sind die wichtigsten Kennzahlen der unterschiedlichen Solaranlagen zusammengefasst. Für die nachfolgende Auswertung ist wichtig zu wissen, dass die Vorwärmung des Brauchwarmwassers im Haus A kaum stattgefunden hat, mehr dazu in Kapitel 4.6.1.

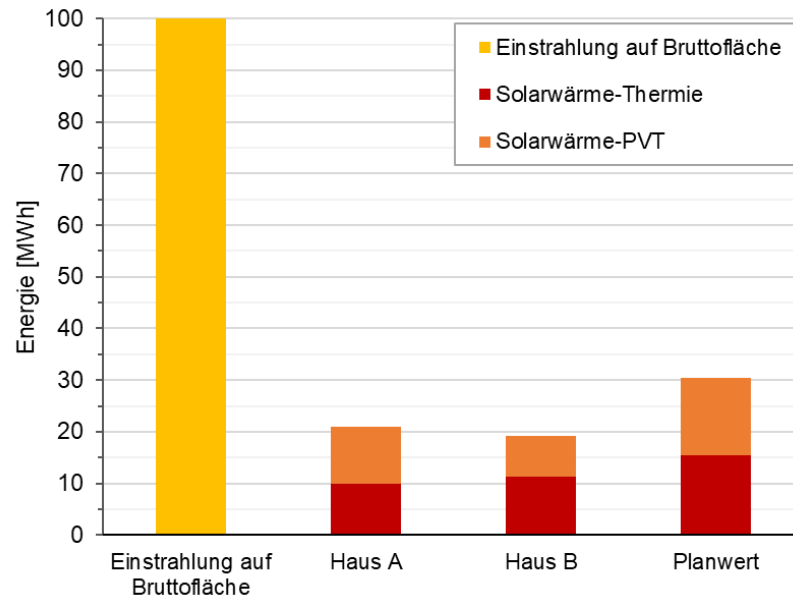


Abbildung 35: Vergleich der solaren Erträge für die unterschiedlichen Häuser und Kollektortechnologien mit der Einstrahlung auf die Bruttofläche (01.09.21 – 31.08.22). Daten zur Solarstrahlung wurden mittels eines Pyranometers (SMP3) auf dem Dach des Hauses A gemessen. Aufgrund von kleineren wiederkehrenden Ausfällen des Thermie-Wärmezählers in der Anlage B wurden die fehlende Werte anhand historischer Daten und zusätzlicher Berücksichtigung vom Ertragsverhältnis von Anlage A zu B ergänzt.

Tabelle 11: Vergleich der Kennzahlen für die unterschiedlichen Solaranlagen und Häuser für den Zeitraum zwischen 01.09.2021 und 31.08.2022. Die Kennzahlen in Klammern sind berechnet aus Messdaten die manuell korrigiert wurden aufgrund von Messausfällen.

		Haus A	Haus B
PVT	Bruttofläche [m ²]	45.8	45.8
	Typische Fluidtemperatur [°C]	28.3	24.2
	Solarer Nutzungsgrad	0.17	0.12
	Thermischer solarer Deckungsgrad	0.28	0.23
	Spezifischer Solarertrag [kWh/m ²]	242	172
Selektive unabgedeckte Kollektoren	Bruttofläche [m ²]	25.6	25.6
	Typische Fluidtemperatur [°C]	28.3	25.2
	Solarer Nutzungsgrad	0.28	0.24 (0.31)
	Thermischer solarer Deckungsgrad	0.26	0.24 (0.3)
	Spezifischer Solarertrag [kWh/m ²]	387	329 (441)
Gesamte Solaranlage	Solarer Nutzungsgrad	0.21	0.16 (0.19)
	Thermischer solarer Deckungsgrad	0.42	0.38 (0.42)
	Spezifischer Solarertrag [kWh/m ²]	295	228 (270)



Der Wärmeertrag der PVT-Anlage ist im Haus B um 29% tiefer als im Haus A trotz gleichen Aufbaus. Als eine mögliche Ursache wurde vermutet, dass der hydraulische Abgleich der Anlage in Haus B ungenügend war. Dies wurde durch den Fakt gestützt, dass der Volumenstrom in der PVT-Anlage deutlich grösser als im Haus A ist (+65%). Dieser Umstand führt dazu, dass Exergie vernichtet wird (Mischverluste) und damit die Anlageneffizienz sinkt, denn beim hier gewählten Konzept ist es wichtig, dass die Austrittstemperaturen aus den parallel geschalteten Kollektorfeldern mit unterschiedlicher Technologie in etwa gleich sind. Aufgrund der geringeren Ertragsleistung der PVT-Kollektoren gegenüber den unverglasten-selektiven Kollektoren, wurde das PVT-Feld grösser geplant, um entsprechend die gleiche thermische Leistung, respektive Austrittstemperatur zu erreichen. Das dies sehr gut funktionieren kann, sieht man im Fall von Haus A in Abbildung 36. Im Gegensatz dazu funktioniert der thermische Abgleich in Haus B nicht wie gewünscht (siehe Abbildung 37), die Vorlauftemperatur (Kollektorausstrittstemperatur) ist vom PVT-Feld um ca. 4 K tiefer als die vom Thermie-Feld. Eine Optimierung der Volumenströme im August 2022 führte jedoch zu keiner Verbesserung. Aus diesem Grund wurde die Anlage kurz darauf entlüftet, in der Hoffnung, dass mögliche Luft einschüsse in der Anlage zur Leistungseinbusse geführt haben. Dies hat sich leider nicht bestätigt, weshalb als letzte Massnahme Thermographieaufnahmen⁸ von den PVT-Anlagen gemacht wurden. Wie in Abbildung 39 zu sehen ist, weisen die Module im Haus B unterschiedliche Temperaturen auf (linke Bildreihe). Im Gegensatz dazu, ist deutlich zu erkennen, dass die Temperaturverteilung zwischen den Modulen im Haus A gleichmässig ist und keine wesentlichen Unterschiede festzustellen sind (rechte Bildreihe). Es ist davon auszugehen, dass die parallel verschalteten Module, welche eine geringere Leistung aufweisen, ein Problem mit dem Durchfluss haben. Weniger wahrscheinlich aber viel schwerwiegender wäre das Problem, wenn der thermische Teil der PVT-Kollektoren eine ungenügende Verbindung zum PV-Modul aufweisen würde und somit die Wärmeübertragung auf das Solarfluid ungenügend ist.

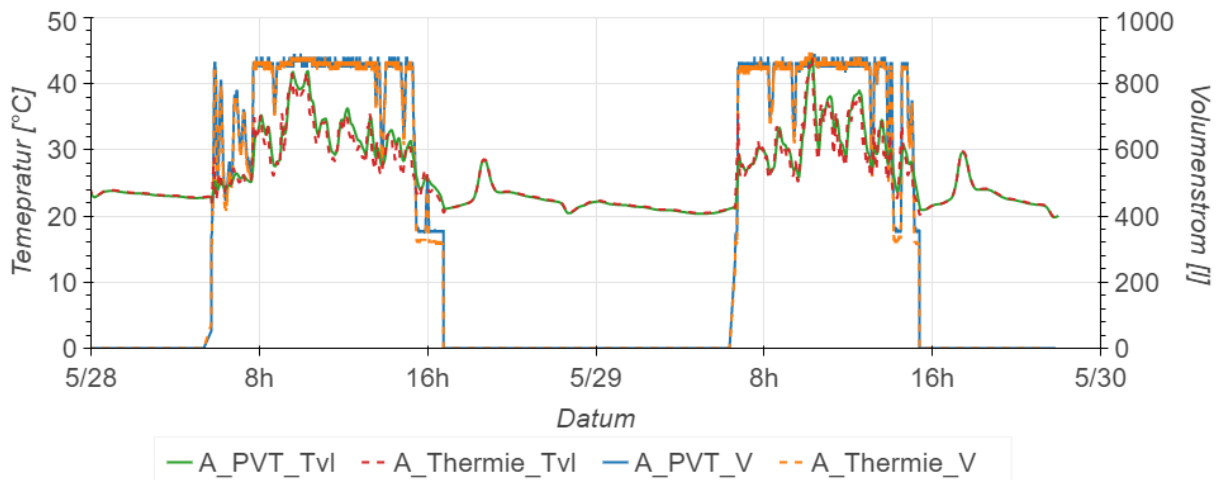


Abbildung 36: Haus A: Vergleich der Vorlauftemperatur (Tvl) und des Volumenstromes (V) für die unterschiedlichen Kollektorfelder (PVT und Thermie) für eine ausgewählte Zeitperiode im Jahr 2022.

⁸ Eine Kalibration der Thermografiekamera wurde nicht durchgeführt, aus diesem Grund können die Temperaturen nicht für die Auswertung verwendet werden. Die Aufnahmen dienen nur zur qualitativen Prüfung der Anlagen.

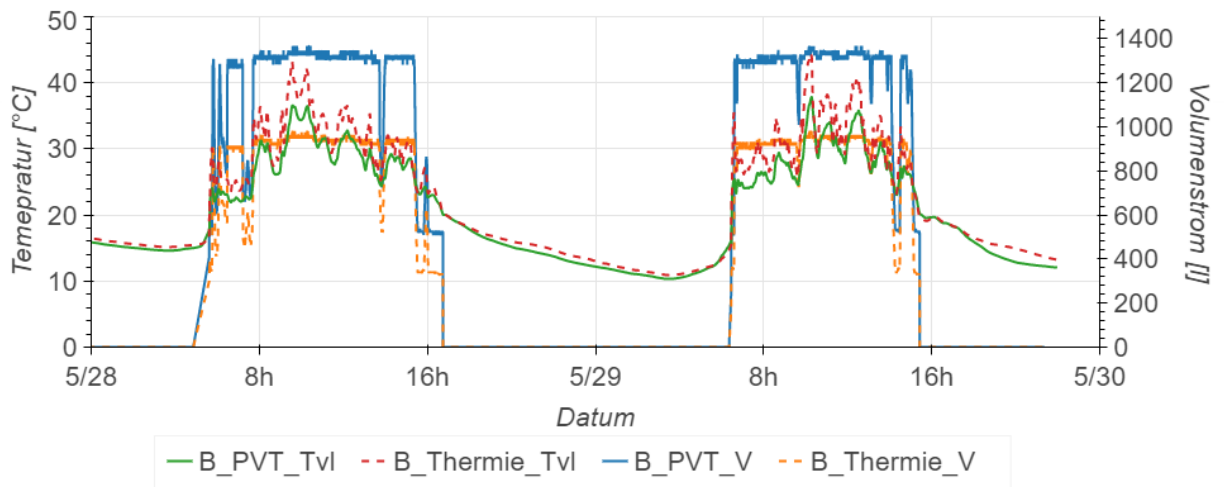


Abbildung 37: Haus B: Vergleich der Vorlauftemperatur (Tvl) und des Volumenstromes (V) für die unterschiedlichen Kollektorfelder (PVT und Thermie) für eine ausgewählte Zeitperiode im Jahr 2022.

Im Vergleich zu anderen Projekten wie das P&D Projekt Oberfeld [5] weisen unabhängig vom Gebäude die Solaranlagen tiefe spezifische Erträge. In Oberfeld wurden bei einer um 5% geringeren Jahreseinstrahlung ein spezifischer Ertrag von $330 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ erreicht (solarer Nutzungsgrad 0.26). Die PVT-Anlage im Haus A liefert einen spez. Ertrag von $243 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (-26%) und im Haus B $172 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (-48%). Die Ertragswerte der unverglasten selektiven Kollektoren sind mit $389 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (Haus A) und $329 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (Haus B) deutlich unter den $600 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ die man bei dieser typischen Fluidtemperatur erwarten würde [6]. Der tiefere Ertrag im Haus A kann damit begründet werden, dass durch die tiefere Erdwärmesonde im Vergleich zu Oberfeld, die Kollektoreintrittstemperaturen generell höher ausfallen und damit der Wirkungsgrad entsprechend geringer ausfällt. Die Quelltemperatur der Niederhub-WP ist ca. 7 K höher im Vergleich zu klassischen Erdwärmesonden mit einer Tiefe von 200-250 m (siehe Abbildung 57). Der deutliche Minderertrag der PVT-Anlage von Haus B ist mit grosser Wahrscheinlichkeit auf die oben beschriebenen technischen Probleme zurückzuführen.

In Abbildung 38 ist die Abhängigkeit der thermischen Leistung zur Kollektorfluidtemperatur ersichtlich für die drei verschiedenen Solarkollektortechnologien. Je höher die Erdsondentemperatur ist, desto stärker sinkt auch die thermische Leistung. Besonders stark ist dieser Effekt bei den ungedeckten thermischen Kollektoren und den PVT-Kollektoren. Berücksichtigt man eine um 5 K tiefere typische Fluidtemperatur bei den Ertragswerten, dann wäre ein Ertrag von $340 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ bei der PVT-Anlage im Haus A zu erwarten und für die thermischen ungedeckten Kollektoren ein Ertrag von $468 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Daraus kann geschlossen werden, dass die PVT-Kollektoren den zu erwartenden Ertrag erbringen und die unverglasten selektiven Kollektoren den Benchmark nicht ganz erreichen.

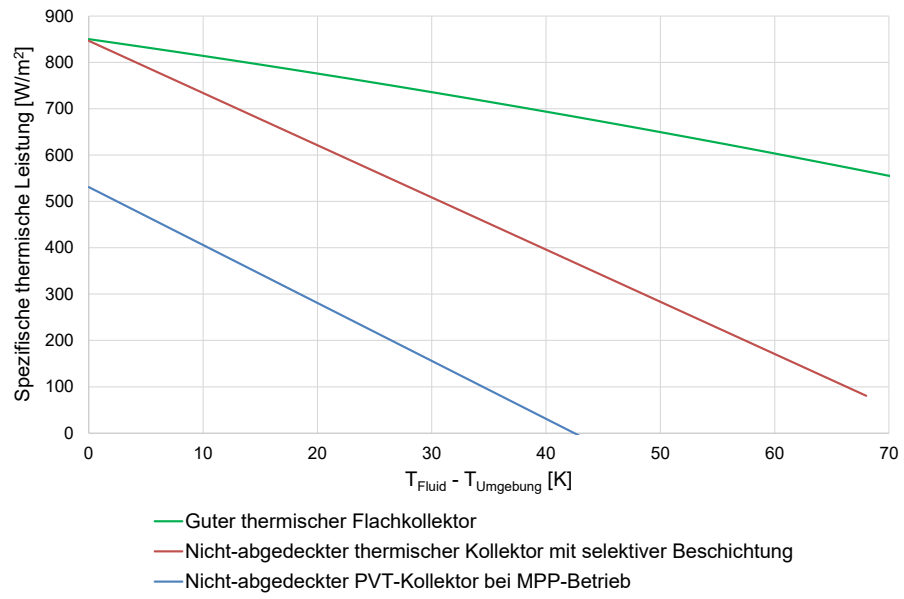


Abbildung 38: Vergleich der thermischen Leistung in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz aus Kollektorfluid- und Aussenlufttemperatur bezogen auf die Bruttokollektorfläche für drei typische Kollektortechnologien, bei einer solaren Einstrahlung von $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

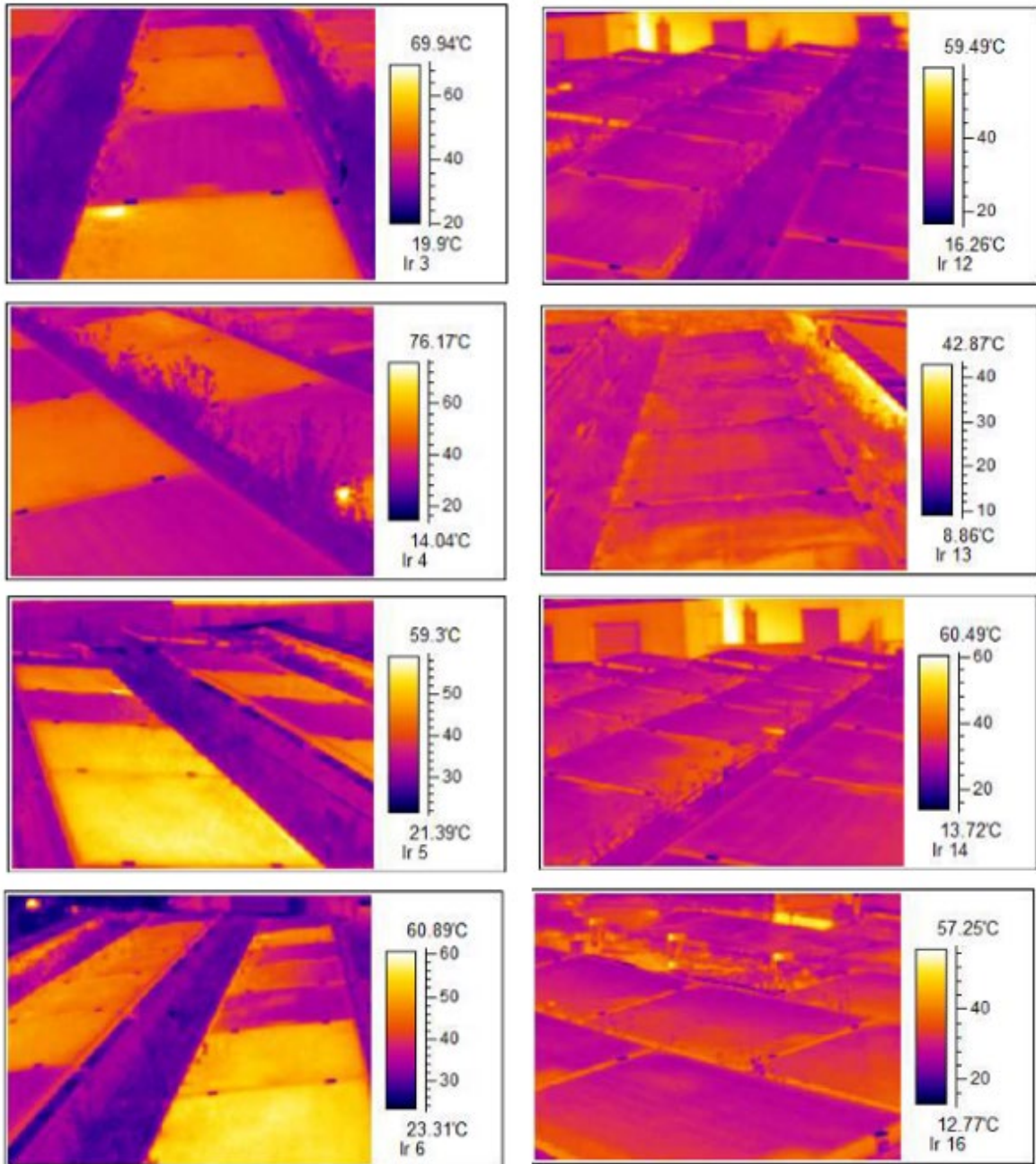


Abbildung 39: Infrarotbilder der PVT-Anlage (Temperatur nicht kalibriert). Links: Haus B, mit unterschiedlichen Temperaturen in den Modulreihen. Womöglich verursacht durch eine ungenügende Durchströmung der Absorber oder eine gestörte Wärmeleitung zu den PV-Zellen. Rechts: Haus A, mit gleichmässiger Temperaturverteilung über alle Module, keine Mängel feststellbar.



4.4 Niederhub-Wärmepumpe

Die Auswertung der Niederhub-Wärmepumpe (NH-WP) fällt unterschiedlich für die beiden Pilotanlagen aus (siehe Abbildung 40). 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 ~ 4 für die BWW-Erzeugung. Andererseits weist die baugleiche Wärmepumpe gegenüber der Anlage B eine grössere Streuung der Datenpunkte im Heizungsfall auf. Verantwortlich dafür ist das Umschaltventil welches den Wechsel zwischen BWW-Beladung und Heizung (TABS) macht. Dieses schaltet später (oder langsamer) um als in der Anlage B, was dazu führt, dass bei einer hohen elektrischen Leistung (BWW-Modus) für ca. zwei Minuten die TABS bedient werden, anstatt der BWW-Speicher. Obwohl es nur ca. zwei Minuten sind, hat dies einen grossen Einfluss auf den stündlichen COP.

Die Anlage in Haus B weist im Schnitt tiefere COP's auf bei ähnlicher Quelltemperatur. Der Grund liegt an der höheren Senktemperatur in der Nacht von 3 K gegenüber der Anlage im Haus A. In Haus A wurde eine Nachtabsenkung aktiviert, welche zwischen 22.00 Uhr und 06.00 Uhr tiefere Vorlauftemperaturen aufweist. Interessant ist dabei, dass dies zu einer Effizienzsteigerung führt, da man grundsätzlich bei Gebäuden mit hoher Wärmekapazität bei Wärmepumpen keine Nachtabsenkung vorsieht. Vermutlich führt die Nachtabsenkung auch dazu, dass die Raumtemperaturen im Schnitt tiefer sind in Haus A und somit nicht die gleiche Heizwärme wie in Haus B eingebracht wird. Da die Raumtemperaturen schon auf einem sehr hohen Niveau sind ($>25\text{ °C}$) kann auch keine Komforteinbusse festgestellt werden. Bei generell tieferen Raumtemperaturen (21 °C) würde sich die Situation wahrscheinlich ändern, da in einem solchen Fall die Nachtabsenkung zu Unterschreitung von den minimal akzeptierten Temperaturen führen könnte. Weiter weist die Anlage in Haus B eine um etwa 1 K tiefere Quelltemperatur auf (siehe Abbildung 44 und Abbildung 45), was vermutlich auf die um 50 m kürzere Sondenlänge zurückzuführen ist. Wobei diese Differenz sehr gering ist und im Messunsicherheitsbereich liegt.

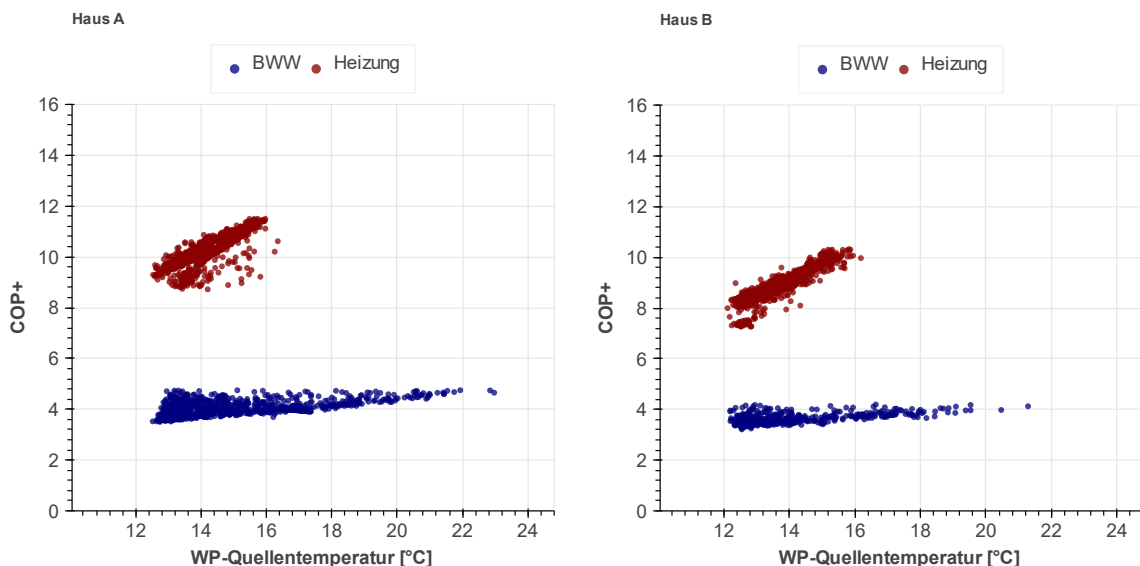


Abbildung 40: COP+ in Abhängigkeit der Quelltemperatur und des Betriebsmodus der Wärmepumpe für Haus A links und Haus B rechts (Stundenwerte von 01.09.21 bis 31.08.22).

Generell ist in beiden Fällen ersichtlich, dass eine höhere Quelltemperatur zu einem besseren COP führt. Die Verbesserung ist grösser im Heizungsfall als während der BWW-Erzeugung aufgrund der deutlich höheren Senktemperatur im BWW-Modus. Die Jahresarbeitszahlen der beiden Anlagen sind in der Tabelle 12 zusammengefasst. Die



höheren Vorlauftemperaturen im Haus B führen dazu, dass die JAZ im Heizungsmodus um 22% tiefer ist als im Haus A. Auch im BWW-Modus weist die Anlage B eine um 12.3% tiefere JAZ auf, wobei hier die Gründe nicht untersucht wurden. Der elektrische Bedarf für die primärseitige Pumpe ist im Haus B um 57% höher als in Haus A. Der Grund dafür ist, dass die Pumpe im Haus B mit einem minimalen Volumenstrom durchläuft, auch wenn kein Bedarfssignal vorhanden ist. Der Pumpenstrom hat einen Anteil von 6% (Haus A) respektive 11% (Haus B) vom gesamtelektrischen Verbrauch der Wärmepumpe und der Umwälzpumpe im BWW- und Heizungsmodus zusammengenommen (ohne sekundärseitige Pumpe). Wobei berücksichtigt werden muss, dass dieser Anteil umso grösser ist, je effizienter eine Wärmepumpe ist.

Tabelle 12: Jahresarbeitszahl und Pumpenstrom (Quellenseite) der beiden Teilhäuser im Vergleich (Auswertungsperiode 01.09.2021 – 31.08.2022). Die Messunsicherheit ist in den Klammern berücksichtigt.

	Haus A	Haus B	Differenz
JAZ+ Heizen und BWW	5.41 (± 0.33)	5.33 (± 0.32)	1.5%
JAZ+ Heizen	8.72 (± 0.53)	7.14 (± 0.43)	22.1%
JAZ+ BWW	4.02 (± 0.24)	3.6 (± 0.22)	12.3%
$E_{el,tot}$ Pumpe primärseitig	418 kWh	655 kWh	

Aufgrund der hohen JAZ im Heizungsbetrieb würde man auch eine hohe Gesamtjahresarbeitszahl erwarten, diese ist jedoch mit 5.33 und 5.41 (inkl. Quellenpumpe) im Verhältnis eher tief. Ein wesentlicher Grund dafür ist der hohe Energieanteil für die BWW-Bereitstellung, welcher bei Haus A 53% der gelieferten Wärme durch die WP ausmacht und im Haus B 40%. Im speziellen die Anlage A hat eine sehr ineffiziente BWW-Bewirtschaftung aufgrund einer sehr schlechten Speicherschichtung welche zu hohen Verlusten führt (siehe Kapitel 4.6.1). Die WP läuft häufig im BWW-Modus mit entsprechend tieferem COP was wiederum die $JAZ_{Heizen\&BWW}$ um etwa 0.4 (-7%)⁹ verringert.

In Abbildung 41 und Abbildung 42 ist der elektrische Energiebedarf der Wärmepumpen pro Monat aufgeführt, wobei unterschieden wird zwischen BWW- und Heizungsmodus. Der elektrische Energieverbrauch für die BWW-Bereitstellung ist im Haus A in den kältesten Monaten höher als für die Heizung. Im Gegensatz dazu weist die Anlage im Haus B genau ein umgekehrtes Verhältnis auf. Damit wird noch einmal deutlich, wieso die JAZ der Anlage A unter den Erwartungen liegt.

⁹ Angenommen die Speicherverluste sind ähnlich hoch wie bei Anlage B bei einem durchschnittlichen COP im BWW-Modus von 4.0.

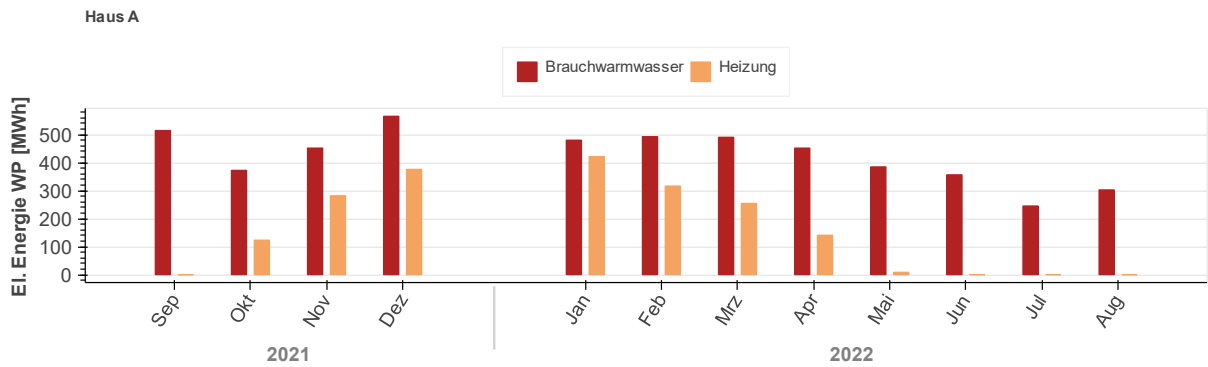


Abbildung 41: Elektrischer Energieverbrauch der Wärmepumpe im Haus A für die Auswertungsperiode vom 01.09.2021 bis 31.08.2022 aufgeteilt für BWW- und Heizungsbetrieb.

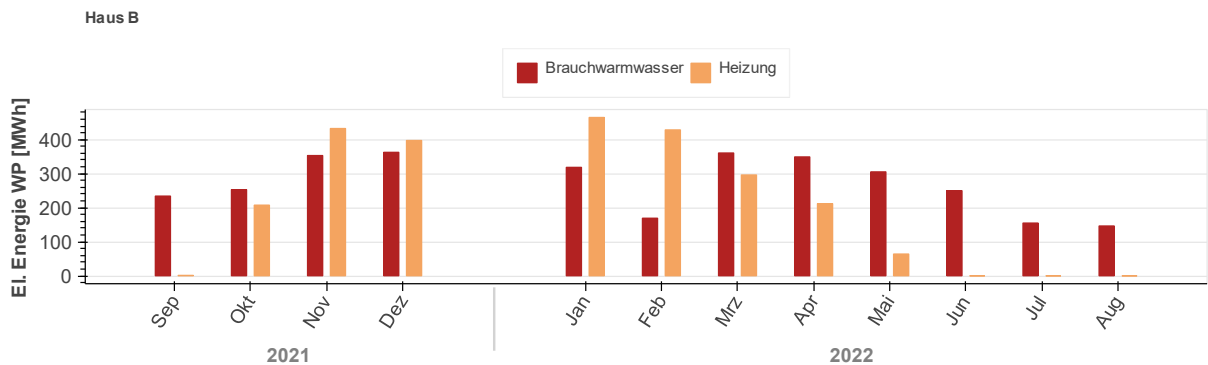


Abbildung 42: Elektrischer Energieverbrauch der Wärmepumpe im Haus B für die Auswertungsperiode vom 01.09.2021 bis 31.08.2022 aufgeteilt für BWW- und Heizungsbetrieb. Der Monat Februar im Jahr 2022 weist eine 14-tägige Messlücke auf.

Zu Beginn der Messkampagne wurde im April 2020 festgestellt, dass die COP-Werte für BWW von der WP im Haus B stark streuen. Eine Untersuchung hat ergeben, dass ein Expansionsventil beschädigt war und ausgetauscht werden musste. Ohne Monitoring wäre dieses Problem wahrscheinlich längere Zeit nicht aufgedeckt worden.

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. Wie in Kapitel 4.2.1 beschrieben, war die aktive Kühlung nur im Jahr 2020 aktiv und wurde wegen technischen Problemen deaktiviert für das Jahr 2021 und 2022. Mitte August 2022 wurde die aktive Kühlung im Haus B wieder aufgenommen.

In Abbildung 43 ist die monatliche thermische Energie aufgeführt, welche zur Regeneration der EWS im Haus A und Haus B verwendet wurde. Es wird dabei zwischen den beiden Solaranlagen und der aktiven Kühlung unterschieden. Die Regeneration mittels unabgedeckter selektiver Kollektoren (Regeneration Thermie) wurde im Haus A erst im Juni 2020 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. Von Anfang April bis Mitte Juni 2020 wurde das thermisch genutzte Erdreich von Haus A nur mit PVT-Kollektoren regeneriert, während Haus B für dieselbe Fläche eine Aufteilung von 70% / 30% (PVT/Thermie) aufwies. Ab Mitte Juni wurde die Flächenaufteilung bei Haus A gleich wie bei Haus B eingestellt. Wie aus Abbildung



43 deutlich wird, regeneriert Haus B weniger als Haus A. Dies liegt zum grossen Teil an der geringeren Leistung des PVT-Anteils (siehe Kapitel 4.3). In Tabelle 13 sind die Jahreswerte für die drei Auswertungsperioden zusammengefasst.

Trotz unzufriedenstellender Datenlage, kann man eindeutig feststellen, dass die aktive Kühlung in den warmen Sommermonaten einen wesentlichen Teil der Regeneration ausmacht und dabei den Regenerationsanteil über die Solaranlagen reduziert. Durch die Verwendung von PVT- und unabgedeckten Thermischen Kollektoren kann man nur einen geringen Wärmeertrag erzielen bei gleichzeitig aktiver Kühlung aufgrund der hohen Fluidtemperatur (siehe Abbildung 44) die wiederum zu einem tiefen Wirkungsgrad führt.

Tabelle 13: Regeneration der Erdwärmesonden in MWh/a.

Regeneration pro Jahr	Anlage A	Anlage B	Differenz A/B
2020	21.62	21.82	1.0%
2021	21.11	17.12	-5.8%
Sept 21 – Aug 2022	21.81	21.64	-0.8%

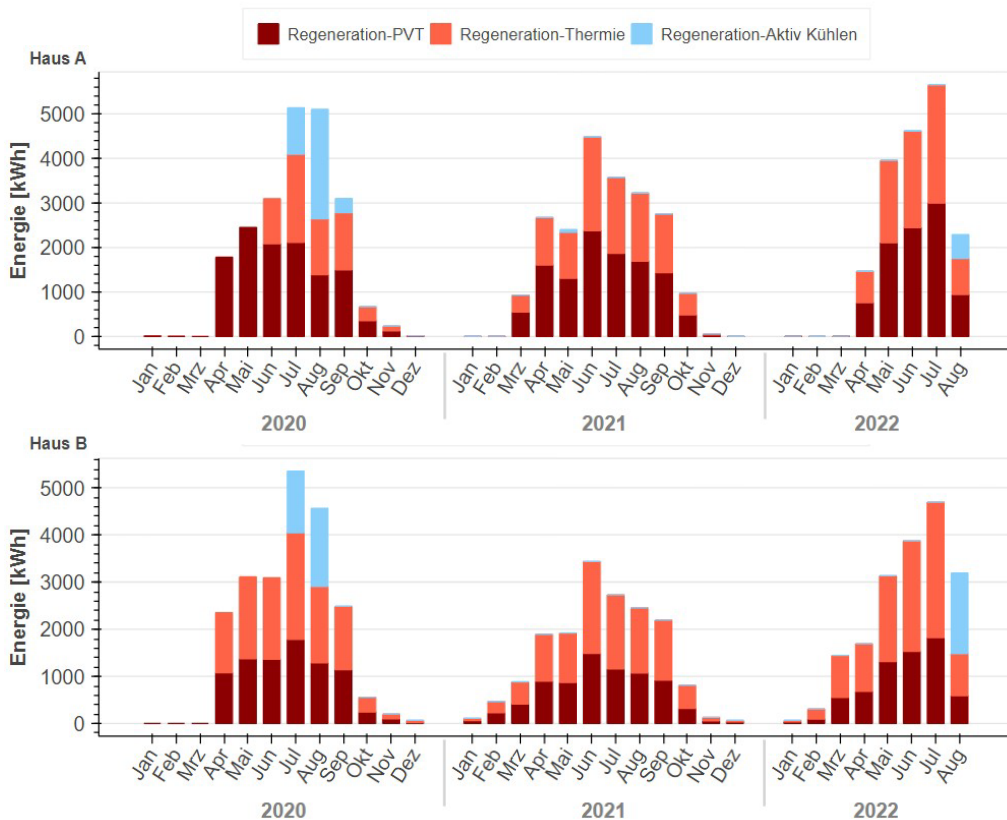


Abbildung 43: Monatsbilanz der thermischen Erdreichregeneration für unterschiedliche Quellen für Haus A und Haus B. Für die Monate April bis August 2022 wurden in Gebäude B die Thermie-Werte anhand historischer Daten von Haus A & B abgeleitet, da der WMZ öfters ausgefallen ist. Die ausgewiesene Energie für die Regeneration im August 2022 entspricht in Haus B der Kühlleistung der TABS vor der Wärmepumpe, da der Zähler nach der Wärmepumpe grössere Messdatenausfälle aufweist.



In Abbildung 44 und Abbildung 45 sind für beide Häuser die Vorlauftemperaturen der EWS (Quellentemperatur-WP) für die Periode zwischen Januar bis Oktober 2020 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 festzustellen, dass in den Sommermonaten ein leichter Temperaturanstieg zu sehen ist, welche im Winter wieder «neutralisiert» wird. Eine Langzeitentwicklung kann jedoch erst nach mehreren Jahren Betrieb 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.

In Abbildung 46 ist die Jahresbilanz für die unterschiedlichen Perioden der beiden EWS dargestellt. Wobei ein Regenerationsgrad von durchschnittlich 72% für Haus A und 69% für Haus B erreicht wird.

Im Anhang 10.1 sind weitere Auswertungen zur Erdreichregeneration aufgeführt.

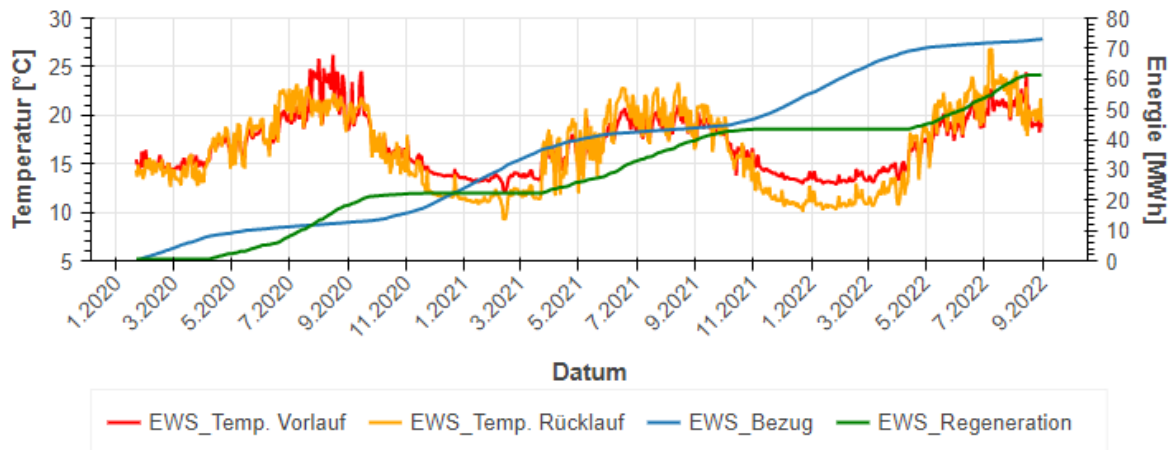


Abbildung 44: Haus A: Entwicklung der EWS Vorlauftemperatur (EWS_Tvl) in der gesamten Messperiode und der kumulierten Energie für die bezogene Energie (EWS_Bezug), Regeneration durch die Solaranlagen und Regeneration durch die aktive Kühlung.

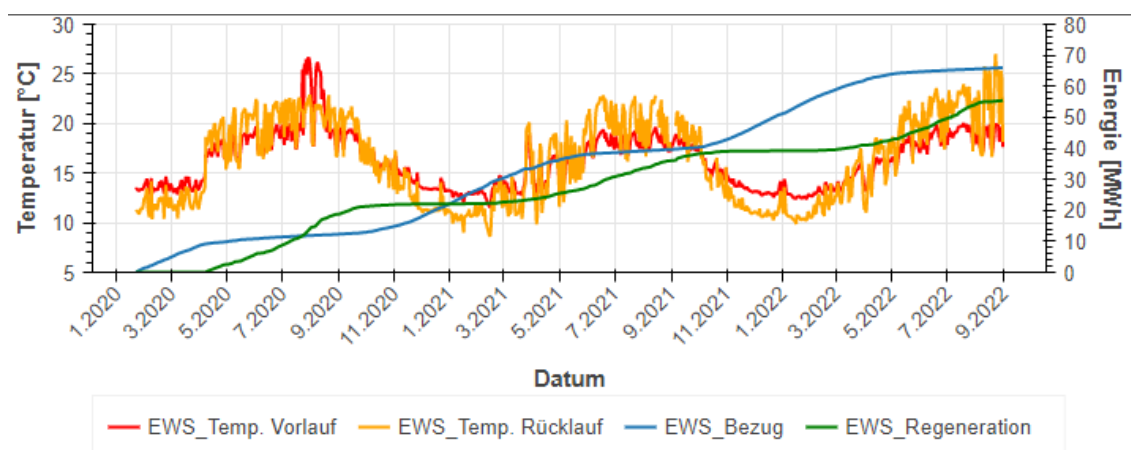
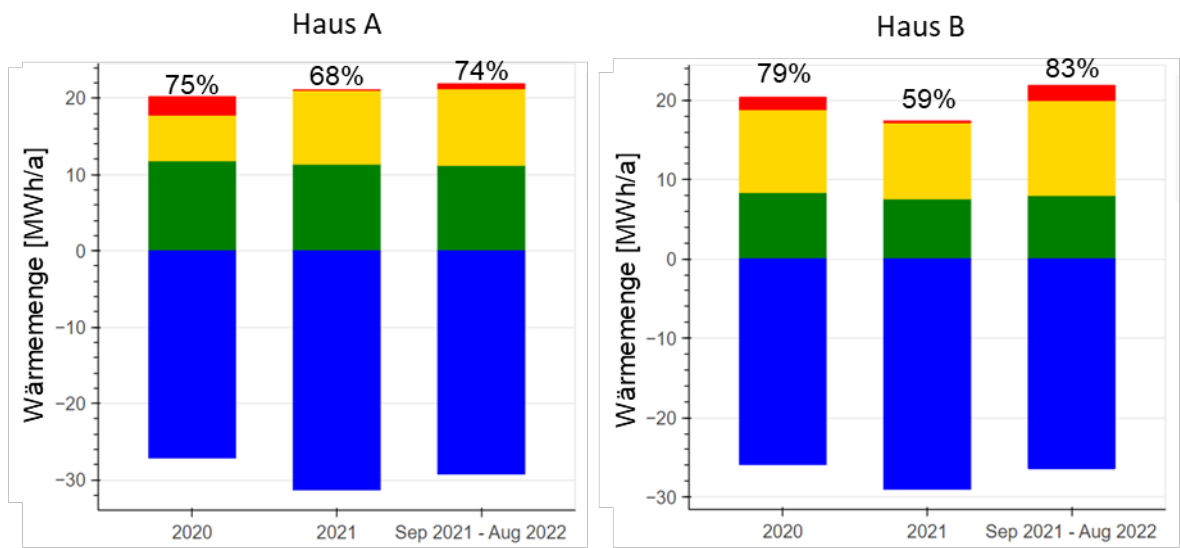


Abbildung 45: Haus B: Entwicklung der EWS Vorlauftemperatur (EWS_Tvl) in der gesamten Messperiode und der kumulierten Energie für die bezogene Energie (EWS_Bezug), Regeneration durch die Solaranlagen und Regeneration durch die aktive Kühlung.



■ Solar PVT ■ Solar unverglaste selektive Koll. ■ Aktive Kühlung ■ Wärmebezug Erdreich

Abbildung 46: Wärmebilanz über die K-EWS für Haus A und B für drei Auswertungsperioden. Zwischen April und August 2022 wurden für die thermischen ungedeckten Kollektoren der Anlage B viele Datenausfälle registriert, weshalb historische Daten verwendet wurden um die Lücken zu füllen.



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 Vorwärmung durch die Solaranlage hat kaum stattgefunden, es wurden gerade mal 8 kWh im Jahr 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 Vorwärmung 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.

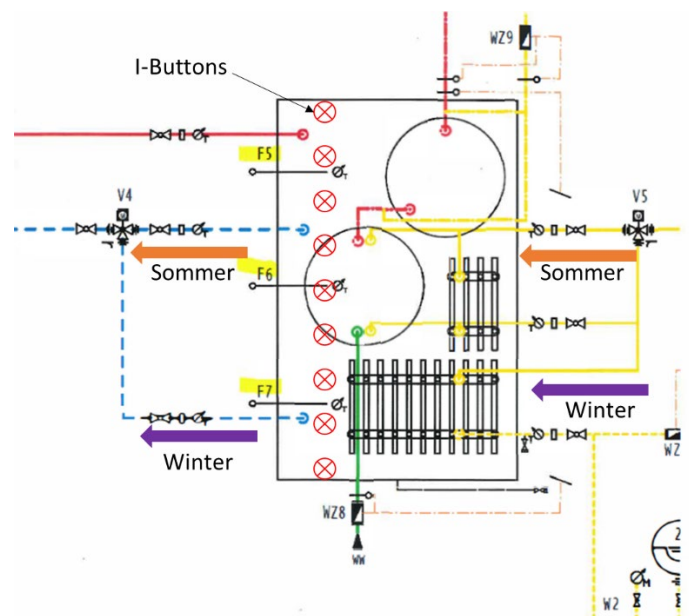


Abbildung 47: Ausschnitt aus dem Hydraulikschema mit der Verschaltung und den Temperatursensoren im kubischen Speicher im Haus A. Zur Analyse der Schichtung wurden neun Temperatursensoren (I-Buttons, rote Markierung) über die Höhe des Speichers für 2x eine Woche installiert (Frühling 2022 und Sommer 2022).

Die Auswertung der Vorlauftemperatur der beiden Solaranlagen (Mischtemperatur) in Abbildung 48 zeigt, dass erst ab einer Temperatur von 50 °C ein Volumenstrom für die Beladung erfasst werden kann. Dies lässt darauf schliessen, dass die Speichertemperatur auch im unteren Speicherviertel höher ist als dies zu erwarten wäre. Aus diesem Grund wurde entschieden, die Schichtungseffizienz des Speichers genauer zu untersuchen. Dafür wurden



vorübergehend neun Temperatursensoren (iButtons¹⁰) über die ganze Speicherhöhe verteilt von aussen an die Speicherwand befestigt. Die Messungen erfolgten jeweils für mehrere Tage im Frühling und im Sommer 2022 (Messung 1: 14.02. bis 28.02.2022, Messung 2: 01.06. bis 15.06.2022).

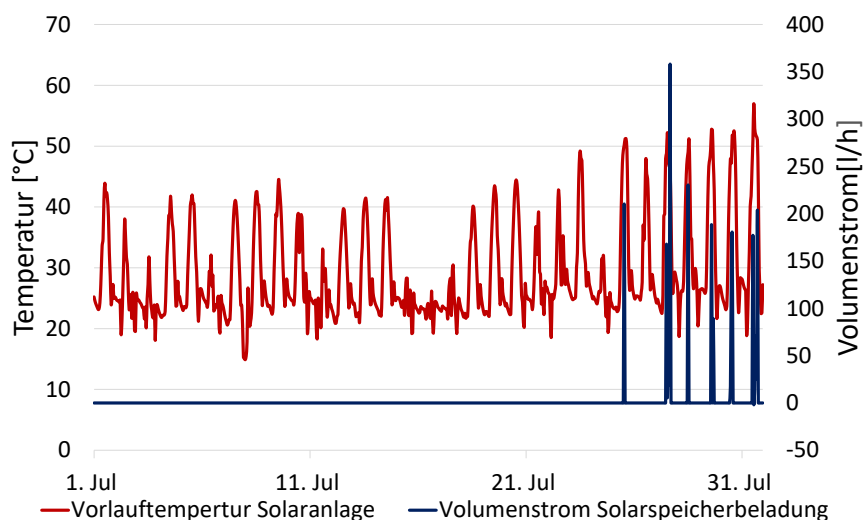


Abbildung 48: Vorlauftemperatur der beiden Solaranlagen (Mischtemperatur PVT/Thermie) und Volumenstrom des Wärmemengenzählers vor dem Speicher (Haus A).

Da die umgesetzte Regelung der BWW-Beladung durch die WP zum Regelbescrieb abweicht, wurde entschieden diese im August 2022 dem Regelbescrieb anzupassen, in der Hoffnung, dass damit eher eine Solarbeladung ermöglicht wird. Laut Regelbescrieb und aktuell so umgesetzt startet die Beladung im Wintermodus, wenn der Temperatursensor F6 (siehe Abbildung 47) unter 40 °C fällt und beendet die Beladung, wenn F7 eine Temperatur von 55 °C misst. Im Sommer startet die Beladung, wenn Temperatursensor F5 unter 40 °C fällt und beendet die Beladung, wenn F6 eine Temperatur von 55 °C erreicht.

Abbildung 49 zeigt den Winterfall. Auf der linken Y-Achse ist die Temperatur des Speichers über die Zeit zu sehen. Es ist erkennbar, dass zu Beginn der Messung eine Schichtung im Speicher vorhanden ist. Sobald jedoch eine Beladung durch die WP beginnt (rote Linie Volumenstrom Beladung, rechte Y-Achse) wird der gesamte Speicher durchmischt und die hohen Temperaturen im oberen Teil des Speichers werden auf ein tiefes Niveau (45 °C) runtergemischt. Des Weiteren ist zu sehen, dass bei jedem Bezug die Temperatur fast im gesamten Speicher fällt. Idealerweise würde erst im unteren Bereich die Temperatur absinken und die Temperatur im oberen Teil des Speichers nahezu konstant bleiben.

Die schlechte Schichtung und die fehlerhafte Umsetzung der Umschaltung (Winter/Sommer) trägt vermutlich wesentlich dazu bei, dass die Speicherverluste inklusive Zirkulation aufgrund der Energiebilanz (Abbildung 27) mit 43% sehr hoch ausfallen. Da ein viel grösseres Volumen auf hohe Temperaturen erwärmt wurde als dies bei der Auslegung vorgesehen war. Für den kubischen Speicher würde man laut SIA 385/2 (2022) Verluste von etwa 4'689 kWh erwarten, diese werden um 95% im Feld überschritten. Dabei wird vermutet, dass vor allem die Speicherverluste die Grenzwerte überschreiten und die Zirkulationsverluste im erwarteten Bereich liegen (Zirkulationsverluste gemessen 2'340 kWh, nach Norm erwartet 2'862 kWh).

¹⁰ Spezifikationen siehe Kapitel 3.3

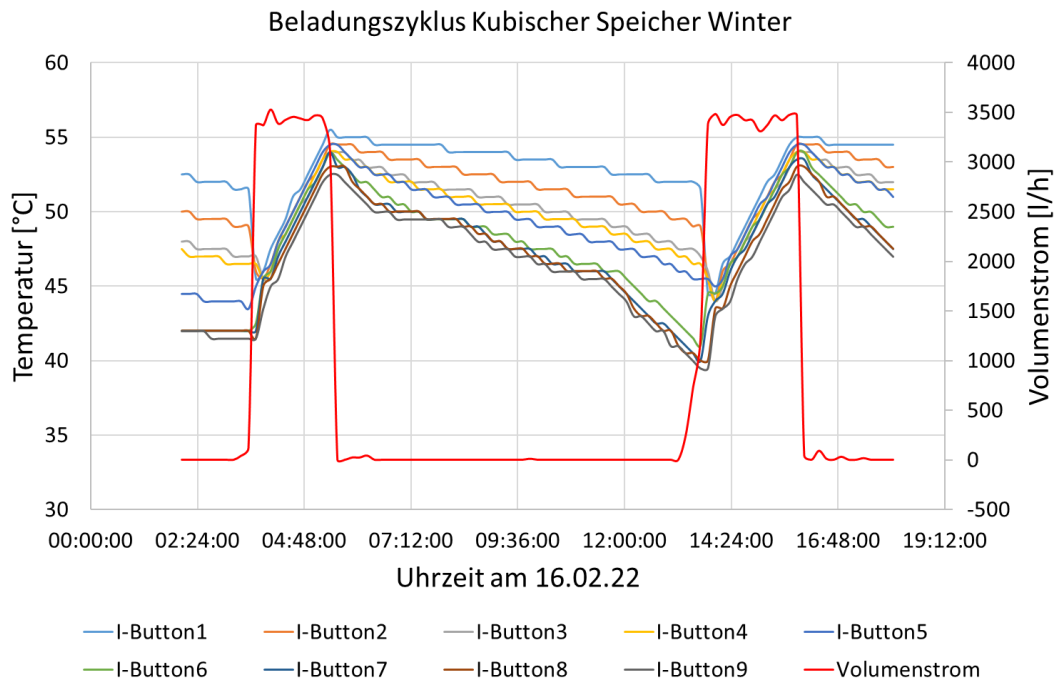


Abbildung 49: Beladungszyklus des kubischen Speichers an einem Tag im Winter.

Auch der Grund für das Nichteinspeisen der Solaranlage wird sichtbar. Nach Regelbeschriftung muss die Temperatur im Winter 3 K höher sein als der Temperatursensor F7 misst. Mit konstant über 40 °C im Speicher ist das Einspeisen nicht möglich, wie die folgende Grafik mit der Vorlauftemperatur der Solaranlage zeigt. Zwischen Oktober 2021 und April 2022 kommt die Anlage nicht über 40 °C. Es wurde vermutet, dass aufgrund der Regeneration der EWS die Fluidtemperaturen den benötigten Sollwert zur BWW-Beladung nie erreicht. Um diese Theorie zu bestätigen, wurde im August 2022 für drei Wochen die solare Regeneration für Haus A ausgesetzt. Diese kurze Test-Phase hat gezeigt, dass auch bei abgeschalteter Regeneration die Temperatur kaum ausreicht, den Speicher vorzuwärmen. Lediglich 5 kWh zeigt der entsprechende WMZ an.

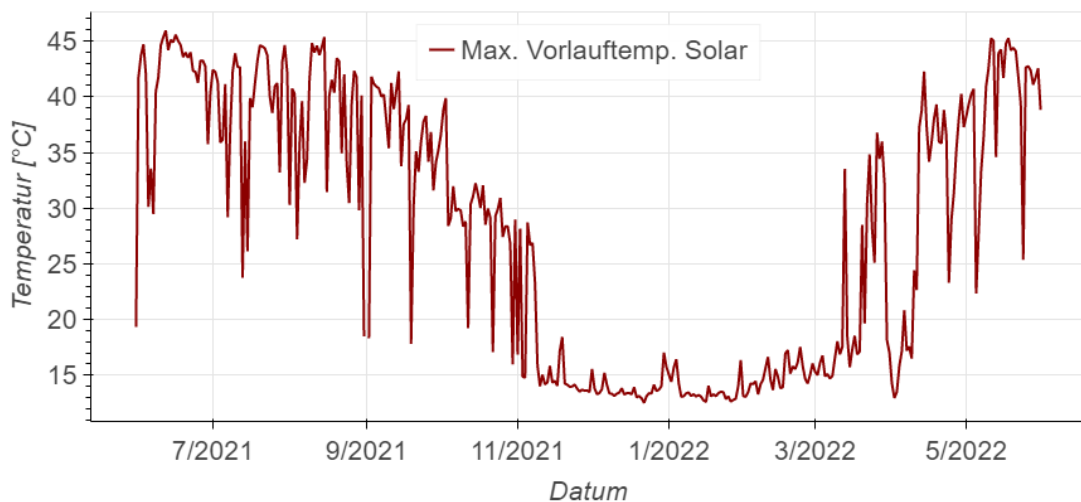


Abbildung 50: Maximale Vorlauftemperatur der Solaranlage auf Haus A.



Für den Sommer ergibt sich ein ähnliches Bild. Beim Beladen wird der Speicher komplett durchmischt was zu einer Temperaturabsenkung im oberen Teil des Speichers führt und die sich bildende Schichtung zerstört. Die Minimaltemperatur liegt bei etwa 42 °C für ein paar Minuten was das Vorwärmen mit der Solaranlage für sehr kurze Zeit erlaubt. Wie Abbildung 50 zeigt, erfüllt diese das Kriterium um 3 K höher zu sein an vereinzelt Momenten. Die Wahrscheinlichkeit, dass beide Bedingungen zur selben Zeit erfüllt sind, sind jedoch sehr gering.

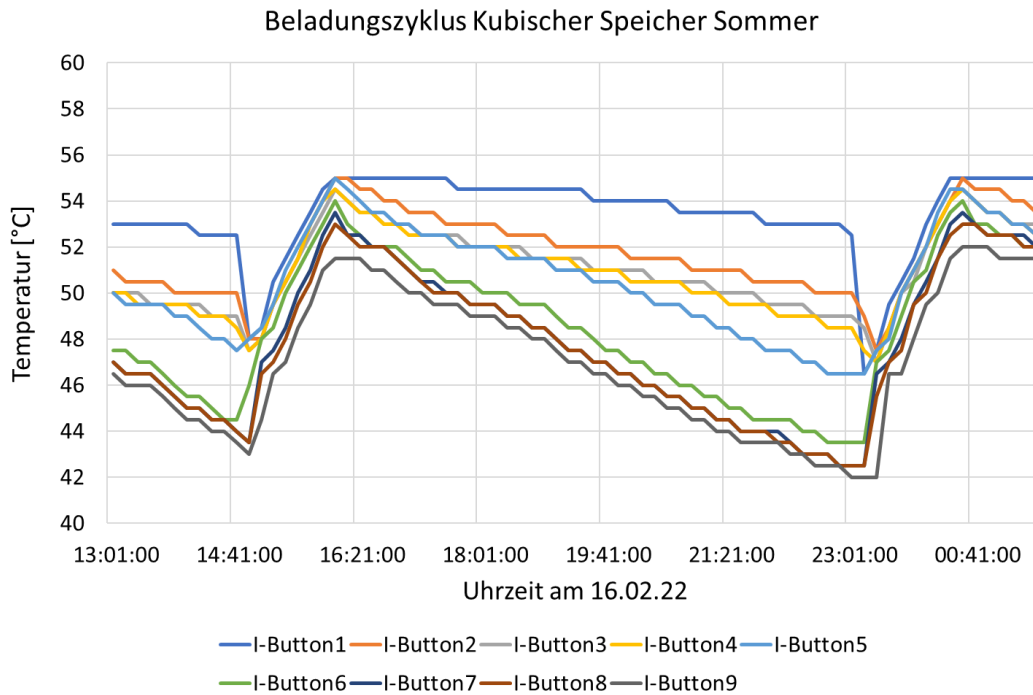


Abbildung 51: Beladungszyklus des kubischen Speichers an einem sonnigen Tag im Sommer.

Wie aus den Untersuchungen herausgeht, gibt es verschiedene Ursachen für das Nichteinspeisen der Solaranlage im Haus A. Einerseits herrscht ein zu hohes Temperaturniveau im Speicher, was im Zusammenhang mit einer schlechten Regelung der Solaranlage und mit der abweichenden Speicherreglung vom Beschrieb ein Einspeisen nicht möglich macht. Die schlechte Schichtung und das komplette Aufheizen des Speichers beim Beladen erschweren die Sache zusätzlich.

Um das komplette Durchmischen beim Beladen zu verhindern wäre eine neue Hydraulik nötig. Verbesserungsvorschläge wären beispielsweise verschiedene Höhen zum Beladen zu nutzen, welche in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur angepasst werden. Da die Wärmepumpe lediglich auf ein Temperaturhub von 5 K ausgelegt ist, wird zum Beginn des Beladens mit einer Temperatur von etwa 45 °C oben in den Speicher eingespiesen. Des Weiteren helfen Prallbleche eine starke Durchmischung zu verhindern [7–9].

4.6.2 Klassischer Speicher

In einer ersten Projektphase (2020) wurde vermutet, dass die Schichtung auch in diesem Speicher nicht funktioniert, trotz eines eingebauten Sprührohrs. Die Vermutung entstand durch den Fakt, dass im Jahr 2020 der Durchlauferhitzer nach dem Frischwassermodul zugeschaltet wurde und etwa 30% des Stromverbrauchs für die BWW-Bereitstellung bezogen hat. Da jedoch der Durchlauferhitzer im Jahr 2021 nicht mehr zugeschaltet wurde (siehe Abbildung 52), hat man auf eine Messung der Schichtung im Speicher verzichtet und sich auf Haus A konzentriert. Das Projektteam vermutet, dass die Anpassung der Regelung für die BWW-



Beladung den Betrieb des Durchlauferhitzers unnötig macht. Der «Reset» der Anpassung auf Regelbescrieb im August, scheint dazu zu führen, dass der Durchlauferhitzer wieder in Betrieb geht.

Die Speicherverluste inklusive Zirkulation sind mit 46% auch bei diesem Speicher hoch, jedoch wird die Abschätzung über die SIA 385/2 (2022) von 4'066 kWh nur um etwa 12% überschritten. Man kann somit davon ausgehen, dass in der Anlage B die Verluste im erwarteten Rahmen liegen, ob Potenzial bezüglich Speicherschichtung vorhanden ist, wurde im Projekt nicht abschliessend geklärt.

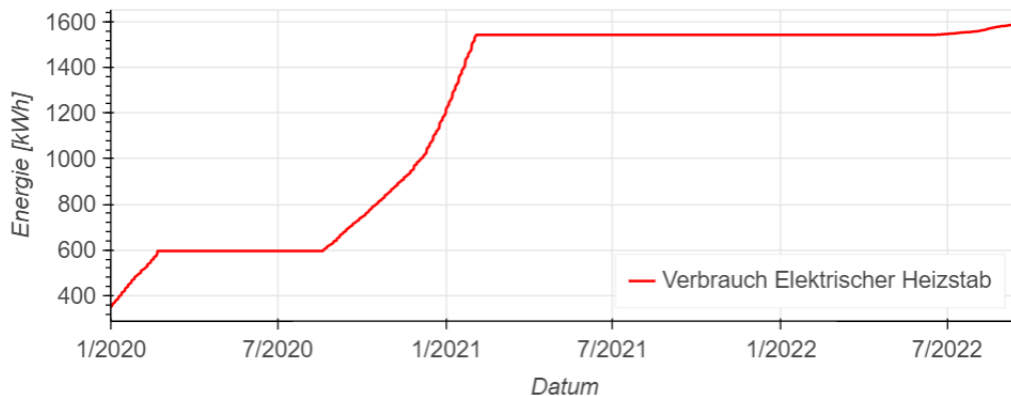


Abbildung 52: Kumulierter elektrischer Energieverbrauch des BWW-Durchlauferhitzers im Haus B.

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 53 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 Dachgeschoss [10]. Deshalb ist auch bei einer TABS Umsetzung wichtig, die Volumenströme dem Bedarf der unterschiedlichen Zonen und Stockwerke entsprechend einzuregulieren.

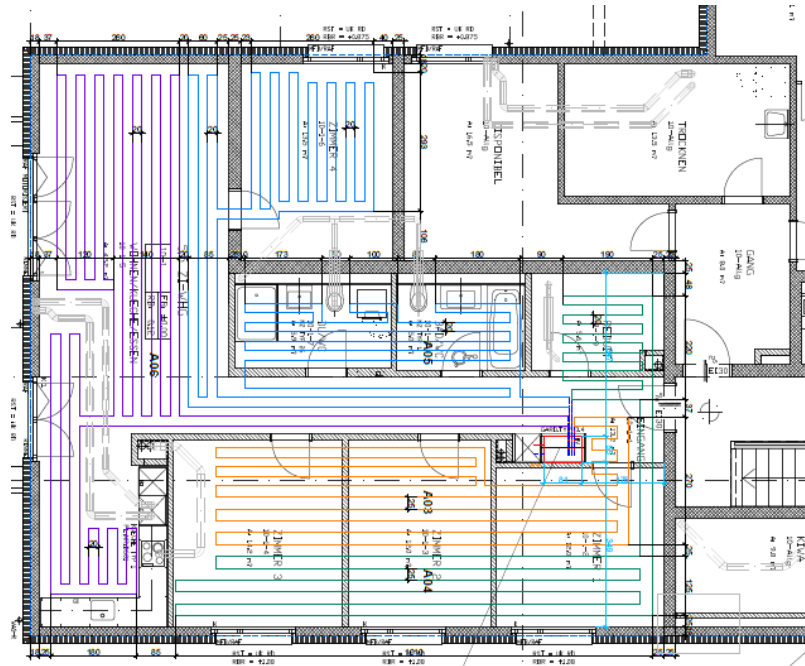


Abbildung 53: TABS Verlegeplan für eine P&D 5.5-Zimmer Wohnung.

In Abbildung 54 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 zurückzuführen 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.

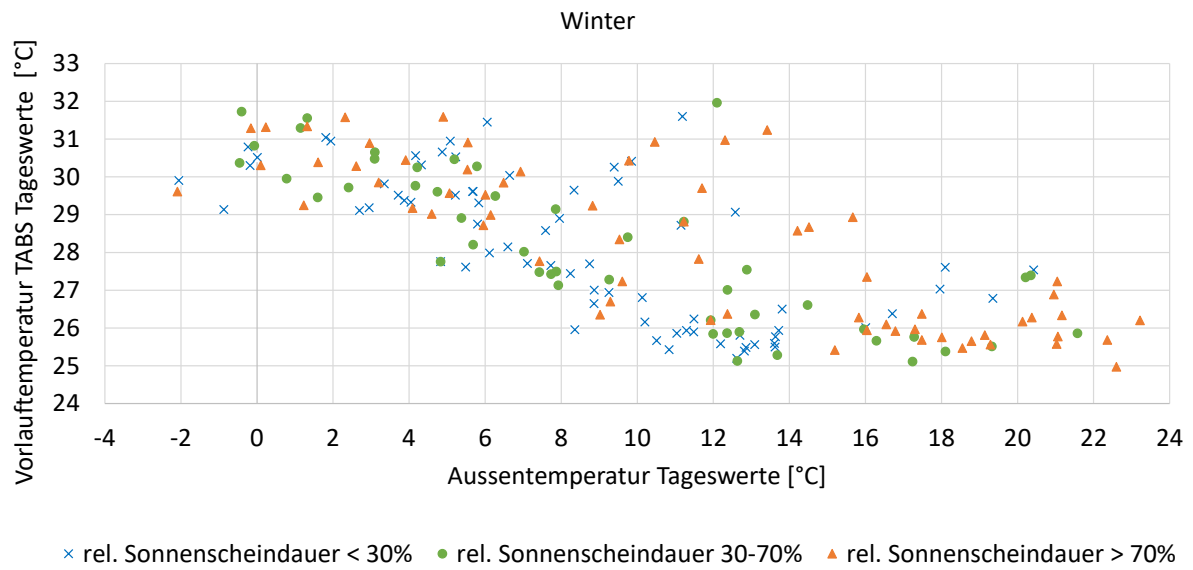


Abbildung 54: Tagesmittelwert der Vorlauftemperatur der TABS in Abhängigkeit des 48-Stunden-Mittelwertes der Aussentemperatur (Haus A). Unterscheidung von sonnigen (>70%), teils sonnigen (30-70%) und eher bewölkten (<30%) Tagen, bezogen auf die relativen Sonnenstunden von MeteoSchweiz.

Die fehlende Möglichkeit der Bewohner auf die Raumwärme Einfluss zuzunehmen, 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 wiederum 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, wurden hierzu keine detaillierten Analysen gemacht.



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. Andererseits 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 55 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 [11], 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 [12] 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 [13]. 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.

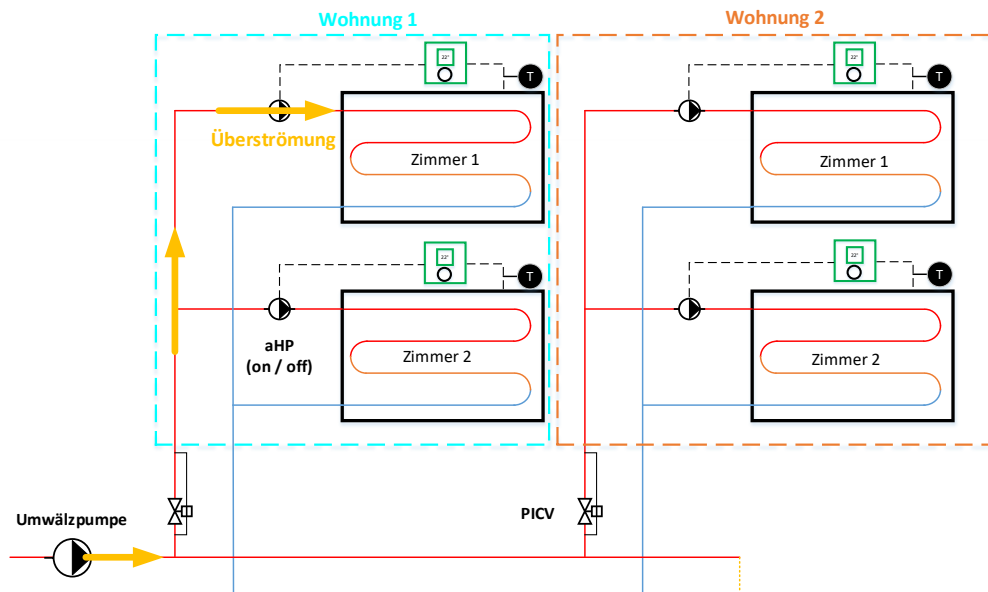


Abbildung 55: Vereinfachtes Prinzipschema einer Heizkreisverteilung für zwei Wohnungen mit aHKV für einen generellen Einsatz (hier ohne TABS). Mit orangen Pfeilen ist die Problematik der Überströmung dargestellt.

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 56). 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.

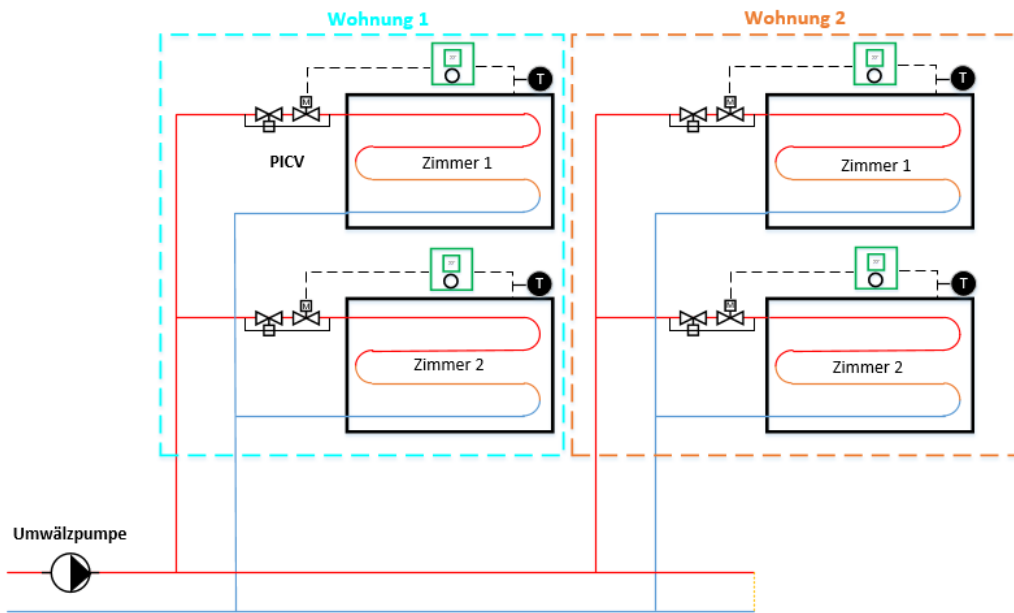


Abbildung 56: Vereinfachtes Prinzipschema einer Heizkreisverteilung für zwei Wohnungen mit PIC-Ventilen in jedem Heizkreis.



4.9 Kosten/Nutzen Vergleich

In diesem Projekt wird neben dem Effizienzvergleich zwischen dem 2SOL-Konzept mit tiefer K-EWS und zwei Standardsystemen ebenfalls ein entsprechender Kostenvergleich angestrebt. Für den Vergleich wurden Messdaten des SPF verwendet, wobei möglichst Daten von zwei vergleichbaren Objekten ausgewählt wurden. Die System- und Gebäudeparameter sind in Tabelle 14 für alle Vergleichsobjekte zusammengefasst. Die Vergleichsobjekte sind aufgrund der zum Teil unterschiedlichen Kennwerte nicht ideal vergleichbar wie in einer Simulation, jedoch erachten wir den Vergleich trotzdem als zielführend, da nur im begrenzten Umfang reale Messdaten für solche Zwecke zur Verfügung stehen. Im wesentlichen ist anzumerken, dass die P&D Anlage tiefere Vorlauftemperaturen aufweisen, was die Effizienz deutlich verbessert gegenüber den Vergleichsanlagen, andererseits sind die beiden Wärmepumpen im Haus A und B deutlich überdimensioniert, was wiederum zu Effizienzeinbußen führt und heisst, dass das Potenzial von Stromeinsparungen noch höher wäre als in der Kalkulation berechnet.

Tabelle 14: Übersicht der wichtigsten Kennzahlen und Parameter der drei Vergleichsobjekte.

Kennwert	Einheit	MFH 1	MFH 2	P&D (Haus A)
Heizungstyp	-	Luft-Wasser-WP ¹¹	Sole-Wasser-WP	Sole-Wasser-WP
Heizleistung Wärmeerzeuger	kW	28 (A10/W35)	29 (B0/W35)	20 (B10/W35)
Norm-Heizwärmebedarf	kWh/m ²	27.8	35.3	27.8
Erdwärmesondentiefe	m	-	2 x 250	1 x 450
Anteil Heizen / BWW der Wärmeerzeugung	-	59% / 41%	56% / 44%	47% / 53%
Regeneration	-	-	Nein	Ja
Vor- und Rücklauftemperatur (Auslegung)	°C	35/28	35/27	30/27
EBF	m ²	1'538	1'121	711

In Tabelle 15 sind die gemessenen JAZ der vier Systeme zusammengefasst. Dabei wurde der Pumpenstrom bei diesem Vergleich nicht berücksichtigt, da diese beim MFH 1 & 2 nicht erfasst wurden (Abweichung zu den vorgegeben Systemgrenzen im Kapitel 3.4.3). In Abbildung 57 wird die höhere Effizienz der P&D Anlage gegenüber den Standardsystemen deutlich. Dies ist zum grossen Teil auf die höhere Quelltemperatur zurückzuführen.

¹¹ Innenaufgestellt
67/81



Tabelle 15: Vergleich der Effizienz unterschiedlicher Wärmepumpentechnologien und Konzepte (Auswertungsperiode 01.09.2021 – 31.08.2022). Die Messunsicherheit ist in den Klammern berücksichtigt (siehe Kapitel 3.3). Pumpenstrom wurde in dieser JAZ Auswertung nicht berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten (Abweichung zu den KPI Definitionen).

Kennwert	MFH 1	MFH 2	P&D		El. Einsparung geg. MFH 2 ¹²	
	Luft-Wasser-WP	Sole-Wasser-WP	Haus A	Haus B	Haus A	Haus B
JAZ+ Heizen und BWW	3.27 (±0.20)	4.13 (±0.25)	5.73 (±0.35)	5.97 (±0.36)	39% (±3.2)	44% (±3.6)
JAZ+ Heizen	- ¹³	6.01 (±0.36)	9.94 (±0.60)	8.65 (±0.52)	65% (±5.6)	44% (±3.7)
JAZ+ BWW	- ¹³	2.96 (±0.18)	4.14 (±0.25)	3.74 (±0.23)	40% (±3.3)	26% (±2.2)

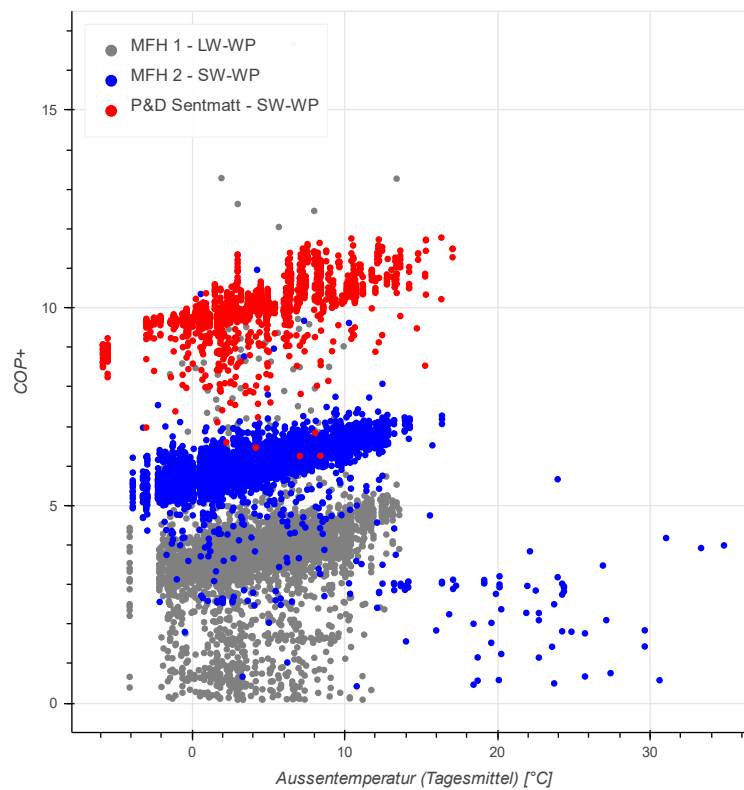


Abbildung 57: COP+ in Abhängigkeit der Aussenlufttemperatur für eine Standard LW-WP (MFH1), Standard SW-WP (MFH2) und der P&D Anlage im Haus A für die Auswertungsperiode vom 01.09.2021 bis 31.08.2022.

Ein Kosten-Nutzen-Vergleich wird im nachfolgenden Abschnitt durchgeführt. Die verwendeten Kennwerte sind in Tabelle 16 und Tabelle 17 zusammengefasst. Für die JAZ+ der Anlage A wurde ein Wert von 6.11 verwendet, diese JAZ+ resultiert aus einer Abschätzung bei welcher angenommen wurde, dass die Schichtung im BWW-Speicher ähnlich gut ist wie in der Anlage B. Wird nun die höhere Effizienz der Wärmepumpe im P&D-Projekt dank den tiefen Erdwärmesonden in den Vergleich mit einer Standardanlage (MFH 2) gesetzt so resultieren im Stromverbrauch eine jährliche Einsparung von 2'678 kWh. Diese Energieeinsparung führt in Abhängigkeit des Strompreises zu

¹² Reduktion des elektrischen Verbrauchs aufgrund verbesserter JAZ ($\Delta P_{el} = 1 - JAZ_{HausA/HausB} / JAZ_{MFH2}$)

¹³ Die Aufteilung auf JAZ Heizen und BWW ist nur bedingt möglich, da zwei Wärmepumpen eingesetzt werden, welche im Parallelbetrieb (Modus BWW und Heizung) sein können und der elektrische Bedarf nicht separat erfasst wird.



Betriebskosteneinsparungen von rund 400 CHF mit dem heutigen Strompreis, resp. 536 CHF (bei 20 Rp pro kWh) bis 1'070 CHF (bei 40 Rp pro kWh) pro Jahr.

Tabelle 16: Einsparungen durch die höhere Wärmepumpeneffizienz dank der tiefen Erdwärmesonde.

JAZ+ Heizen und BWW P&D Anlage	6.11	
JAZ+ Vergleichsgebäude (MFH 2)	4.13	
Minderverbrauch an Strom	48%	
Minderverbrauch Strom in Pilotanlage pro Jahr	2'678	kWh/a

Die Aussage, wie viel höher die Investitionskosten dieser Anlage mit tiefer Erdwärmesonde sein dürfen ist direkt abhängig vom mittleren Strompreis über die gesamte Lebensdauer. Da es unmöglich ist, den Strompreis für die nächsten 50 Jahre vorauszusagen muss mit Sensitivitäten gerechnet werden, was in Tabelle 17 abgebildet ist. So ergibt sich ein Mehrnutzen von 20'000 CHF bis 53'000 CHF, wenn mit der Lebensdauer der Erdwärmesonden von 50 Jahren gemäss SIA gerechnet wird. Wird die wahrscheinlichere Lebensdauer von 80 - 100 Jahren eingesetzt, erhöht sich entsprechend der Mehrnutzen auf 32'000 CHF bis 85'000 CHF.

Tabelle 17: Einsparungen an Strom pro Jahr und über Lebensdauer der Erdwärmesonde.

Annahme Strompreis [Rp/kWh]	15	20	30	40
Minderkostenkosten pro Jahr [CHF]	402	536	803	1'071
Minderkostenkosten über Lebensdauer der EWS von 50 Jahren (nach SIA) [CHF]	20'085	26'780	40'170	53'560
Minderkostenkosten über Lebensdauer der EWS von 80 Jahren [CHF]	32'136	42'848	64'272	85'696

Diese Stromeinsparungen sind nicht nur relevant in Bezug auf die Stromkosten sondern übergeordnet noch viel wichtiger für die Versorgungssicherheit der Schweiz, da insbesondere in der kältesten Zeit des Jahres die Effizienz der Wärmepumpe hoch ist und diese wenig Strom vom Netz bezieht. Dies wird mit dem Vergleich zwischen den Standardsystemen und dem P&D Projekt in der Abbildung 57 sehr deutlich. Betrachtet man eine kalte Woche im Februar (09.02. – 16.02.2021) so ergibt sich ein Minderbedarf gegenüber der Standard LW-WP von 60% an elektrischer Energie und ein um 61% geringerer Leistungsbezug vom Netz. Der Vergleich zur Standard SW-WP führt in dieser kalten Woche zu einer elektrischen Energieeinsparungen von 31% und zu 44% geringerem Spitzenleistungsbezug vom Netz.

4.10 Turbo-Wärmepumpe vs. Niederhub-Wärmepumpe

In diesem Projekt wurde wie in Kapitel 2.8 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 Kältekreislaufes 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) [14,15].



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 von weiteren Niedertemperaturhub-Systemen, insb. Wärmepumpensysteme mit Regeneration des Erdreichs, zu verbessern. Die im Bericht beschriebenen Erfahrungen können auch für andere Bauprojekte unabhängig des 2SOL-Konzepts dienlich sein. Der wichtigste Meilenstein im Projekt war die erfolgreiche Inbetriebnahme der zwei dezentralen Wärmepumpen mit der neuartigen Erdwärmesonde Anfang 2020. Die beiden Anlagen sind nun mehr als 2.5 Jahre in Betrieb und weisen gerade für Haus A eine sehr hohe Anlageneffizienz aus. Die Auswertung des umfangreichen Monitorings hat spannende Erkenntnisse zu den im Antrag formulierten Fragestellungen ergeben. Nachfolgend werden themenbezogen die wichtigsten Schlussfolgerungen erläutert.

Wirtschaftlichkeit von hocheffizienten dezentralen Kleinanlagen

Die Wirtschaftlichkeit wurde über die Stromeinsparungen durch den effizienteren Betrieb berechnet und ist direkt abhängig von den zukünftigen Strompreisen. Über die Lebensdauer der Erdwärmesonde wird je nach Szenario 20'000 bis 85'000 CHF eingespart. Damit dürfen rein ökonomisch betrachtet die Mehrinvestitionen in ein solches System entsprechend nicht höher sein. Die Mehrkosten dieser Pilotanlagen liegen knapp über diesem berechneten Bereich. Es ist davon auszugehen, dass solche Anlagen mit dem Einsatz von Standardkomponenten (z.B.: Wärmepumpen) deutlich tiefer in den Investitionskosten liegen und somit solche dezentrale Kleinanlagen gegenüber heutigen Standardanlagen wirtschaftlich vorteilhaft sind. Insbesondere wenn sich die Strompreise in Zukunft stärker an saisonalen Effekten (Sommer/Winter) orientieren, wird sich die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme, welche den Winter-Strombedarf deutlich reduzieren, weiter verbessern.

Niederhub-Wärmepumpen

Die Niederhub-Wärmepumpen (NH-WP) erreichen hohe COP's von über 3.5 bei der Warmwasserbereitstellung und über 10 im Heizungsmodus. Damit konnten die Erwartungen bezüglich Effizienz der NH-WP grundsätzlich erfüllt werden. Die JAZ+ für Heizen und BWW ist mit 5.41 (± 0.33) für Haus A tief im Vergleich zu den hohen COP's die gemessen wurden. Dies ist auf das BWW-Heizungs-Verhältnis zurückzuführen. Aufgrund des sehr geringen Heizwärmebedarfs und hohen Verlusten beim Warmwasser beträgt der BWW-Anteil 53% der gesamten Wärmeproduktion. Dies führt dazu, dass die «JAZ+ Heizen & BWW» verringert wird aufgrund der schlechteren Effizienz im BWW-Modus im Vergleich zum Heizungs-Modus. Damit wird deutlich, dass generell bei gut gedämmten Gebäuden der relative BWW-Anteil zunimmt und damit einerseits die JAZ der Brauchwarmwasserladung an Bedeutung gewinnt und die JAZ für die Kombination Heizen und BWW tiefer ausfällt. Historische Vergleiche zwischen unterschiedlichen Gebäuden und Anlagen sind deshalb mit Vorsicht zu interpretieren und erfordern eine grosse Transparenz bei den ausgewiesenen Daten, damit ein sinnvoller Vergleich hergestellt werden kann.

Nichtsdestotrotz kann festgehalten werden, dass mit dem neuen Konzept wesentliche elektrische Einsparungen gegenüber Standardwärmepumpen erzielt werden können. Gegenüber einer Standard EWS können 30-40% erzielt werden und gegenüber einer LW-Wärmepumpe bis zu 80%.

Obwohl beide Wärmepumpen baugleich sind, wurden in der Anlage von Haus B mehrere Probleme zu Beginn des Projektes festgestellt, die behoben werden mussten. Diese haben zu tieferen COPs 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. Neben den technischen Problemen zeigt sich, dass auch die Regelparametereinstellungen wesentliche Unterschiede bei baugleichen Anlagen verursachen. So wirkt sich zum Beispiel überraschenderweise im Haus A eine Nachtabsenkung in Kombination mit der thermischen Bauteilaktivierung (TABS) positiv auf die Effizienz der Wärmepumpe aus. Dies widerspricht dem heutigen Konsens in der Fachwelt, was wohl darauf zurückzuführen ist, dass die Raumtemperaturen in den Wohnungen generell sehr hoch sind und eine Nachtabsenkung zu keinen Komforteinbussen führt.

Aktive Heizkreisverteilung

Die Auswertung der aktiven Heizkreisverteilung konnte nicht im gewünschten Ausmass durchgeführt werden, da keine Messdaten von Dritten 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 die aHKV nicht empfohlen werden für den Einsatz mit TABS als Wärmeabgabesystem. Die Analyse der Vorlauftemperaturen im Heizkreis und die hohen Raumtemperaturen ($>25\text{ °C}$) in den Wohnungen lassen darauf schliessen, dass zumindest noch weiteres Einsparpotenzial, zum Beispiel durch weitere Absenkung der Vorlauftemperatur, möglich ist, was die Effizienz der NH-WP weiter steigern würde. Interessant ist auch der Umstand, dass trotz sehr hohen Raumtemperaturen der Heizwärmeverbrauch des Gebäudes nicht unverhältnismässig vom berechneten Heizwärmebedarf abweicht, der Mehrverbrauch beträgt für Haus A 7% und für Haus B 24%. Dies könnte auf ein effizientes Wärmeabgabesystem und/oder eine gute Regelung hindeuten. Ob dies der TABS und/oder der aHKV zugeschrieben werden kann, müsste in weiteren Untersuchungen vertieft betrachtet werden.

Erdwärmesonde

Die neuartigen Koaxial-Erdwärmesonden konnten erfolgreich installiert und betrieben werden. Durch ihre Tiefe und die vorteilhafte Konstruktion resultieren erfreulich hohe Austrittstemperaturen von 14 °C auch im Winter, was zu hohen COPs der Wärmepumpen führt. Diese hohe Effizienz dank der tiefen Erdwärmesonden verringern wesentlich den notwendigen Strombedarf einer Gebäudeheizung und liefern einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Winter.

Regeneration des Erdreiches

Die Regeneration kann beim untersuchten Konzept auf zwei unterschiedliche Arten erfolgen. Zum einen über zwei unterschiedliche Kollektortechnologien (Hybrid- und unabgedeckte selektive Kollektoren) die parallel betrieben werden und zum anderen über die aktive Kühlung der Wohnungen mittels Wärmepumpe. Das Ziel einer kompletten Regeneration (100%) konnte nicht erreicht werden. Für Haus A wurde ein durchschnittlicher Regenerationsgrad von 72% erreicht und bei Haus B wurden 68% erreicht. Die wichtigsten drei Gründe für die reduzierte Regeneration sind:

- Die PVT-Kollektoren im Haus B weisen eine zu geringe Leistung auf, was auf technische Probleme zurückzuführen ist. Thermografieaufnahmen zeigten, dass vereinzelte Module ein von den übrigen Modulen abweichendes Temperaturniveau aufwiesen. Der Ertrag ist deutlich geringer im Vergleich zur identischen Anlage auf dem Haus A.



- Die spezifischen Ertragswerte sind generell tiefer im Vergleich zu anderen Projekten. So ist der spezifische Ertrag der PVT-Anlage (Haus A) um etwa 26% geringer als im P&D Projekt Oberfeld [5]. Ein wesentlicher Grund dafür ist die höhere Temperatur in den tiefen Koaxial-Erdsonden im Vergleich zu gewöhnlichen Erdsonden. Die unverglasten selektiven Kollektoren weisen auch einen um etwa 35% tieferen Ertrag auf, wobei in diesem Fall nicht die gesamte Ertragsminderung auf die Temperaturen zurückgeführt werden kann.
- Die aktive Kühlung war nur für eine kurze Zeit während des Monitorings in Betrieb. Trotzdem konnte festgestellt werden, dass diese einen wesentlichen Teil der Regeneration ausmacht. Andererseits reduziert die aktive Kühlung auch den Ertrag der solaren Regeneration, da diese in Serie geschaltet ist und bei hohen Fluidtemperaturen an Leistung einbüsst.

Abschliessend kann festgehalten werden, dass es in Kombination mit einer aktiven Kühlung möglicherweise zielführender ist, wenn eine parallele Installation von PV Modulen und thermischen Kollektoren (abgedeckte) angewendet wird, um auch höhere Ertragswerte bei höheren Fluidtemperaturen zu erreichen. Aus Sicht des Projektteams wäre es interessant diese Hypothese mittels einer Simulationsstudien zu prüfen und eine Empfehlung für die optimale Zusammensetzung von unterschiedlichen Kollektortechnologien für die Regeneration zu erarbeiten. Man muss davon ausgehen, dass in Zukunft die aktive Kühlung in Wohnbauten vermehrt zum Einsatz kommt. Zu berücksichtigen ist auch die Flächenkonkurrenz zwischen PV und Solarthermie. Wobei in Zukunft auch die Fassade immer wichtiger für die Stromerzeugung werden, was die Flächenkonkurrenz ein wenig entschärfen könnte.

Speicherschichtung in BWW-Speichern

Als erstes ist zu erwähnen, dass in der Steuerung der beiden Speicher viel verändert wurde, ohne dass einer der Projektpartner informiert wurde. Solche Anpassungen haben einen grossen Einfluss auf die Auswertung und die fehlenden Informationen erschweren die Interpretation der Daten.

Die Auswertung der beiden Speicher hat gezeigt, dass der Mehraufwand durch die Installation einer solaren BWW-Vorwärmung sich nicht gelohnt hat. Insgesamt wurden über die Jahre lediglich 13 kWh eingespielen. Ein Grund ist die hohe Speichertemperatur im kubischen Speicher in Haus A durch die hohe Durchmischung beim Beladen. Mit der vorhandenen Solaranlage, besonders mit dem Anteil der PVT-Kollektoren, können keine genügend hohen Temperaturen erzielt werden, die unter diesen Umständen eine Speicherbeladung ermöglichen. Anders würde es aussehen, wenn man abgedeckte thermische Kollektoren einsetzen würde, diese erreichen entsprechend auch höhere Temperaturen.

Die Qualität der eingesetzten Speicher hat sich als nicht zufriedenstellend erwiesen, dies vor allem für die kubische Ausführung. Die unzureichende Schichtung sorgt teilweise für zu tiefe Bezugstemperaturen und verhindert eine solare Vorwärmung. Dies führt zu einem höherem End-Energieverbrauch. Die Speicherverluste inklusive Zirkulation betragen im Fall vom kubischen Speicher 43% (Anlage A) und im Fall vom zylindrischen Speicher 46% (Anlage B). Leider ist es nicht möglich die Zirkulationsverluste von den Speicherverlusten zu trennen. Die Zirkulationsverluste können nur abgeschätzt werden, da die Energiebilanzierung bei einem gleichzeitigen WW-Bezug nicht klar ist. Auch der Einfluss der Speicherschichtung ist schwierig zu ermitteln bei Feldmessungen, im Projekt DHWstrat [9] wurde für ein gut schichtendes und exergetisch optimiertes BWW-System mit Wärmepumpe gegenüber einem mangelhaft schichtenden und ausgeführten System ein elektrisches Einsparpotential von bis zu 40% ausgewiesen.



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. Dies 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

Für das vorliegende Projekt hat die BS2 AG eine Einzelanfertigung bereitgestellt und zusammen mit der Bohrfirma erfolgreich eingesetzt. Die Auswertung der Daten ist vielversprechend. Es ist zu hoffen, dass dieses Produkt weiterentwickelt wird, sodass es bald marktfähig angeboten werden kann. Bis dahin sind noch Verbesserungen im Produktionsprozess und in der Baustellenlogistik zu meistern.

Zum Zeitpunkt der Planung und Installation war die eingesetzte Niedertemperaturhub-Wärmepumpe mit ihren spezifischen technischen Eigenschaften als Standard-Wärmepumpe ziemlich einzigartig auf dem Markt. Unterdessen sind verschiedene Standard-Wärmepumpen von unterschiedlichen Herstellern auf dem Markt verfügbar, die sowohl mit Quelltemperaturen $>25\text{ °C}$ umgehen können als auch für den hocheffizienten Niedertemperaturhub ausgelegt sind.

In Bezug auf die festgestellte ungenügende Leistung des PVT-Kollektorsystems steht der Gebäudeeigentümer im Kontakt mit dem PVT-Kollektor Hersteller und geht dieser Problematik nach.

Aktuell wird diskutiert, ob das Monitoringsystem der Anlage noch weiter betrieben wird. Damit könnte der Effekt der solaren Regeneration über längere Zeit ermittelt werden. Dazu könnte bei einer Anlage die solare Regeneration für 1-2 Jahre deaktiviert werden und im Verlauf der erweiterten Messphase (ca. in 2 Jahren) bei Haus A der Flächenanteil auf 100% PVT-Kollektoren umgestellt werden, um den Nutzen der unterschiedlichen Kollektortechnologien für die Erdschichtregeneration zu vergleichen. Das SPF wird das Monitoring System entsprechend weiter betreiben und keinen Rückbau der Messtechnik nach Abschluss des Projektes vornehmen.



7 Kommunikation

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

2022:

- SPF Industrietag, Rapperswil, Juli

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

8 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



9 Literaturverzeichnis

- [1] Zenhäusern D. Key Performance Indicators for PVT Systems. SHC IEA Task 60, Report D1; 2020.
- [2] Prinzing M, Berthold M, Bertsch S, Eschmann M. Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018 (Auswertung verlängert bis Dez. 2019). Buchs: Interstaatliche Hochschule für Technik NTB; 2019.
- [3] Mojic I, Luzzatto M, Haller M, Lehmann M, Benz M, Van Velsen S. ImmoGap - Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäuser. Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil; 2018.
- [4] Benz M, Van Velsen S, Löhner R, Rohrer S, Mojic I, Cramer S, et al. Neuartige reversible Luft/Wasser Wärmepumpe mit natürlichem Kältemittel (Propan) für ein energieeffizientes Bürogebäude. Winterthur: 3-Plan Haustechnik AG; 2020.
- [5] Baggenstos A, Büttgenbach S, Schmidt T, Zenhäusern D. Einbindung von PVT-Kollektoren in erdsondengekoppelte Wärmepumpensysteme. Bern: Bundesamt für Energie BFE; 2020.
- [6] Zenhäusern D, Bamberger E, Baggenstos A. PVT Wrap-Up: Energy Systems with Photovoltaic-Thermal Solar Collectors. Rapperswil, Switzerland: published by EnergieSchweiz; 2017.
- [7] Haller MY, Haberl R, Persdorf P, Reber A. StorEx – Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur Schichtungseffizienz von Wärmespeichern. Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik; 2015.
- [8] Haberl R, Amstad D, Haller M. DiffStrat 2 - Schichtung Thermischer Speicher durch Diffusor Design: CFD und Validierung. Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik; 2021.
- [9] Haberl R, Türk O, Bohren A, HALLER MY. DHWStrat - Methode zur Bestimmung der Schichtungseffizienz von Warmwasserspeichern. Bundesamt für Energie BFE; 2021.
- [10] Mojic I, Haller M. OpEER - Optimierung der Energieeffizienz von Gebäuden durch Einzelraumtemperaturregelung. Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik; 2018.
- [11] Kettner T. Entwicklung und Einsatz energiesparender dezentraler Heizungspumpen - Entwicklung notwendiger Systemteilmfunktionen und Verfahren zur Erhöhung der Zuverlässigkeit. Dortmund: Wilo SE; 2009.
- [12] Richter A, Abdel Fattah A, Kremonke A, Perschke A. Entwicklung und Einsatz energiesparender dezentraler Heizungspumpen - Systemanalyse der Heizungsanlage. Dresden: TU Dresden - Fakultät Maschinenwesen - Institut für Energietechnik; 2005.
- [13] Braunwalder A. 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).
- [14] Suarez A. Wärmepumpen: Effizienzsprung bahnt sich an 2020. <https://www.gebaeudetechnik.ch/waerme-kaelte/waermeteknik/waermepumpen/waermepumpen-effizienzsprung-bahnt-sich-an/> (accessed November 30, 2020).
- [15] Javed A, Arpagaus C, Bertsch S, Schiffmann J. Small-scale turbocompressors for wide-range operation with large tip-clearances for a two-stage heat pump concept. International Journal of Refrigeration 2016;69:285–302. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2016.06.015>.



10 Anhang

10.1 Erdreichregeneration

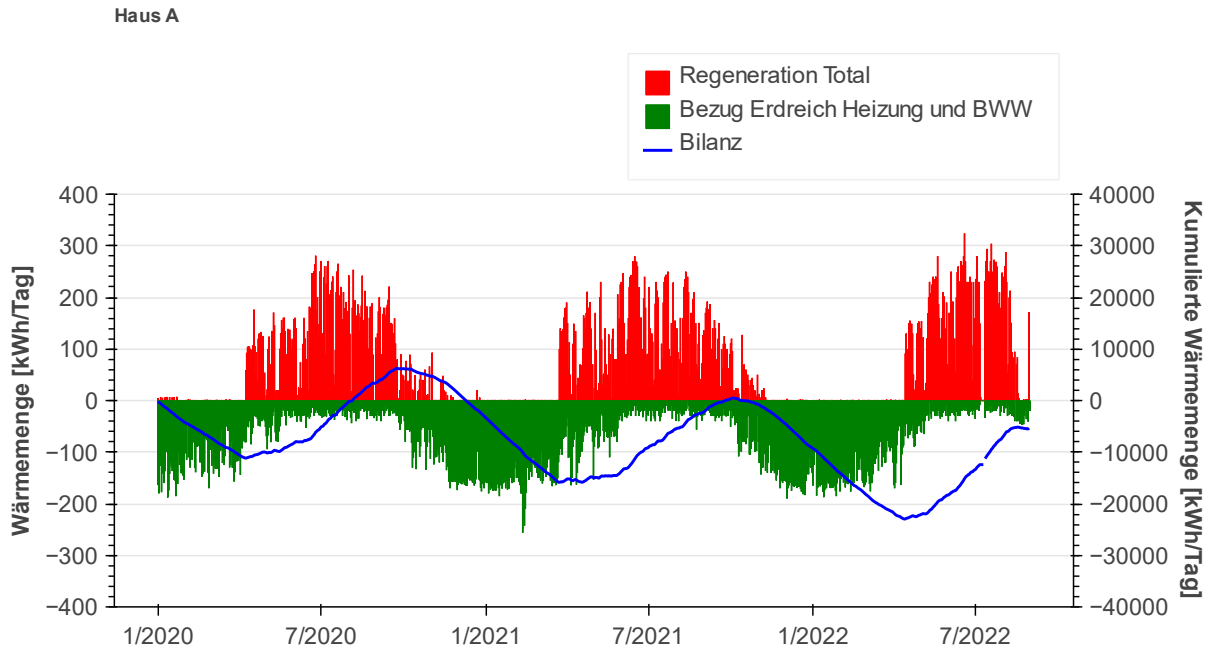


Abbildung 58: Tägliche Wärmebezüge (grün) und Wärmeeinträge (rot) in die Erdwärmesonde im Haus A über die gesamte Messperiode (Y-Achse links) und kumulierte Energiebilanz (blau) (Y-Achse rechts).

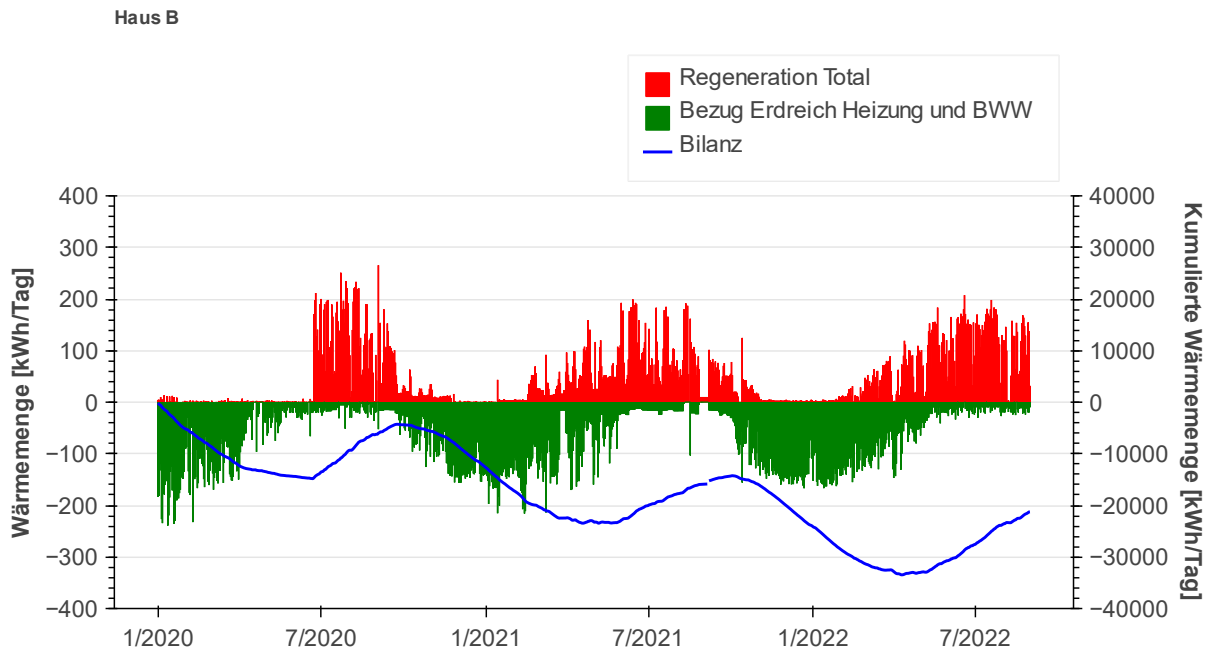


Abbildung 59: Tägliche Wärmebezüge (grün) und Wärmeeinträge (rot) in die Erdwärmesonde im Haus B über die gesamte Messperiode (Y-Achse links) und kumulierte Energiebilanz (blau) (Y-Achse rechts).



10.2 Impressionen Inbetriebnahme und Installation



Abbildung 60: Wohnzimmer in mittlerer Wohnung Haus, rot markiert die Position des Temperaturfühlers in der Betondecke



Abbildung 61: Elektroschrank mit Messrechner, installiert im Unterverteilerraum Haus A



Abbildung 62: Technikraum Haus A der P&D Anlage, links der kubische Speicher, Mitte Niederhub WP, rechts isolierter Wärmetauscher der Solaranlage



Abbildung 63: Wärmemengen –Messstellen der Solaranlage P&D Teil



Abbildung 64: Pyranometer in der Modulebene der PVT Kollektoren

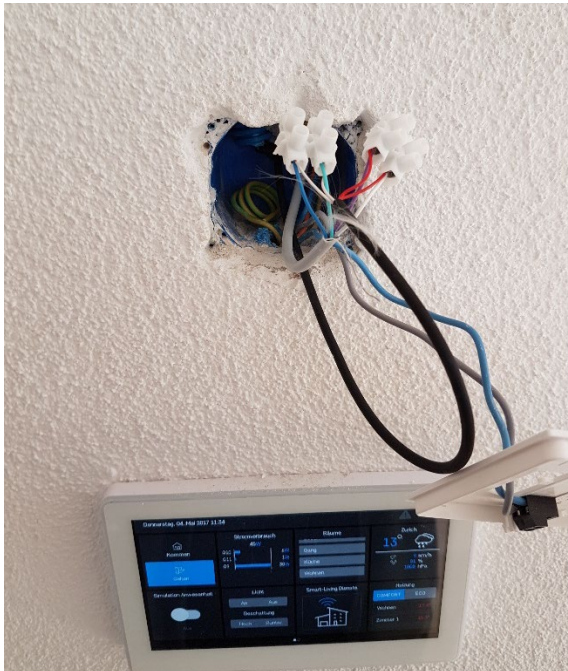


Abbildung 65: DigitalStrom ds Controller in einer P&D Wohnung, geöffneten UP Dose des dazu gehörigen Raumtemperaturfühlers

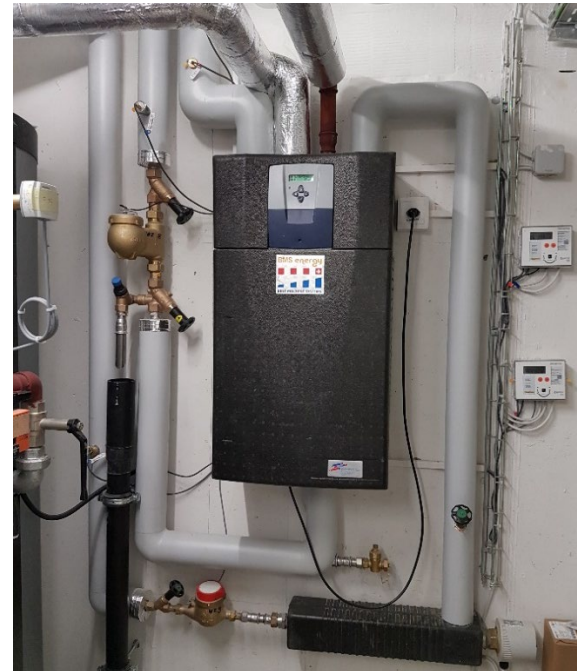


Abbildung 66: Frischwassermodul bei P&D Anlage Haus B, Wärmemengen-Messstellen für BWW Bezug und Zirkulation.



10.3 Auswertung Raumtemperaturen

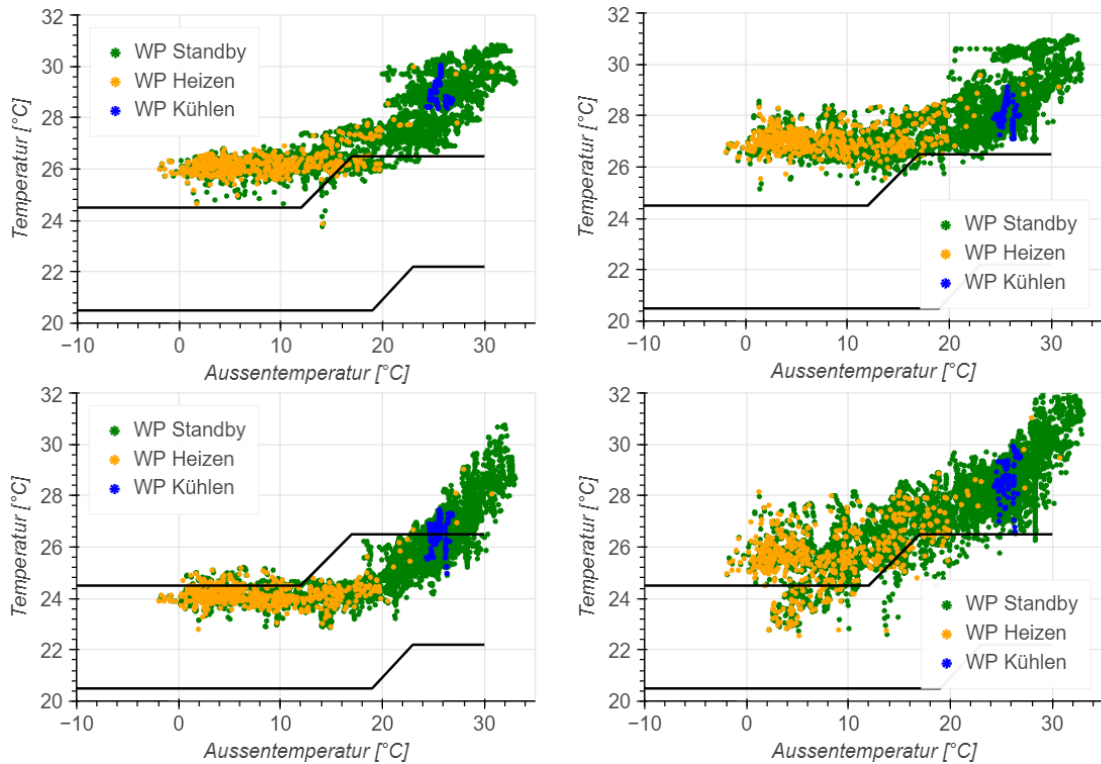


Abbildung 67: Haus A: Raumtemperatur in Abhängigkeit der Aussentemperatur, dargestellt als gleitender Mittelwert über 48 h. Der Bereich zwischen den schwarzen Linien gilt als Wohlfühlbereich. Oben links: EG, oben rechts: 2.OG, unten links: 3.OG, unten rechts: Attika.

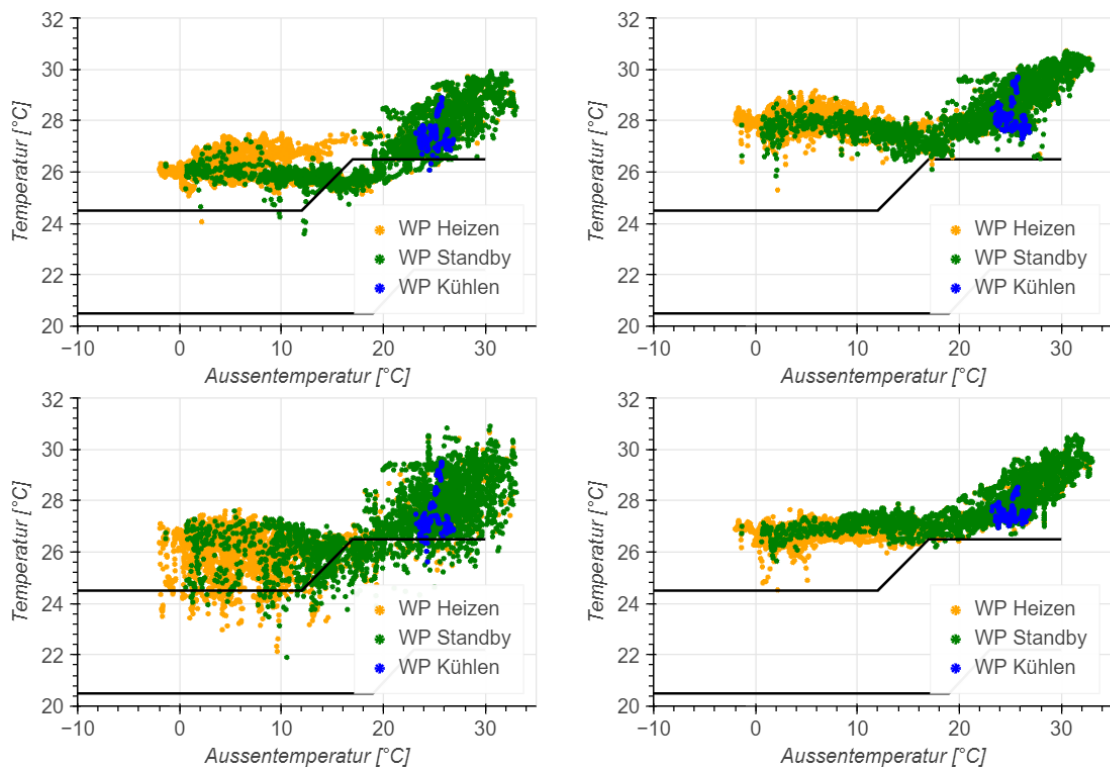


Abbildung 68: Haus B: Raumtemperatur in Abhängigkeit der Aussentemperatur, dargestellt als gleitender Mittelwert über 48 h. Der Bereich zwischen den schwarzen Linien gilt als Wohlfühlbereich. Oben links: EG, oben rechts: 1.OG, unten links: 2.OG, unten rechts: 3.OG.

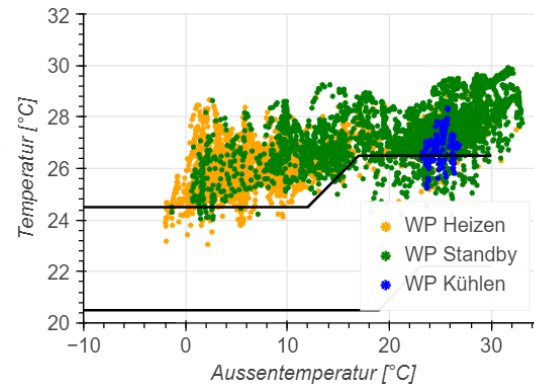


Abbildung 69: Haus B Attika: Raumtemperatur in Abhängigkeit der Aussentemperatur, dargestellt als gleitender Mittelwert über 48 h. Der Bereich zwischen den schwarzen Linien gilt als Wohlfühlbereich.