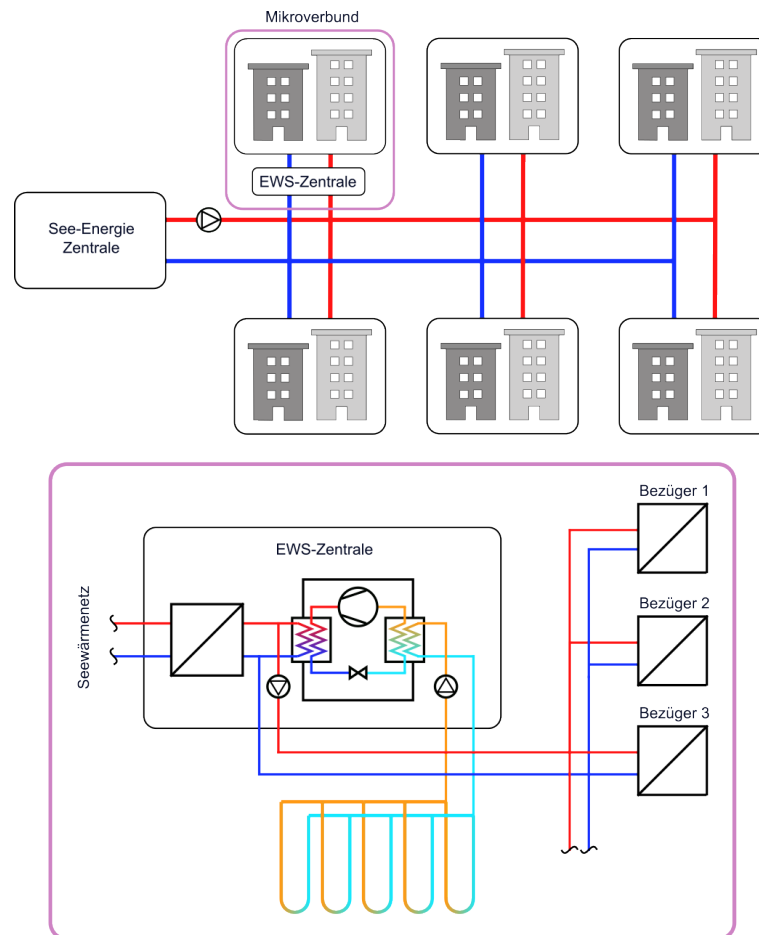




Zwischenbericht vom 3. Dezember 2025, revidiert 12. Januar 2026

MicroDHC

Adaptive thermische Mikroverbünde zum Heizen und Kühlen





HSLU Hochschule Luzern

Subventionsgeberin

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.energieforschung.ch

Co-Finanzierung

Amstein + Walthert, Matthias Mast
Energie Wasser Luzern, Jörg Hoffmann
Gemeinde Horw, Silvia Hanssen
Kanton Luzern, Tobias Sommer
Stadt Luzern, Mario Rosso
tts innova, Simon Bernath

Subventionsempfängerin

Hochschule Luzern – Technik und Architektur
Institut für Gebäudetechnik und Energie IGE
Technikumstrasse 21, CH-6048 Horw
www.hslu.ch/ige

Autoren

Roman Berger, Hochschule Luzern, roman.berger@hslu.ch
Stefan Mennel, Hochschule Luzern, stefan.mennel@hslu.ch
Willy Villasmil, Hochschule Luzern, willy.villasmil@hslu.ch

BFE-Projektbegleitung

Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch
Martin Ménard, menard@lowtechlab.ch

BFE-Vertragsnummer

SI/SL-25-102-I

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



Zusammenfassung

Thermische Netze gelten als zentrales Element zur Dekarbonisierung des Wärme- und Kältesektors in urbanen Gebieten der Schweiz. Sie ermöglichen die effiziente Nutzung erneuerbarer Energiequellen wie Seewärme und tragen so wesentlich zur Reduktion von CO₂-Emissionen bei. Gleichzeitig stehen thermische Netze vor verschiedenen Herausforderungen: Die Spitzenlastdeckung wird aus Kostengründen häufig noch mittels fossiler Energieträger realisiert, was im Widerspruch zur Klimastrategie der Schweiz steht. Darüber hinaus kann in der Zukunft der steigende Bedarf an Kühlung nicht abgedeckt werden, wenn ein thermisches Netz als Hochtemperaturnetz ausgelegt ist («lock-in»). Hinzu kommt das Risiko eines Kundschaftsverlusts, wenn der Anschluss an die Fernwärme nicht schnell genug gewährleistet werden kann.

Das Konzept von MicroDHC greift diese Thematik auf und sieht als primären Forschungsfokus vor, zentrale Hochtemperaturnetze mit dezentralen Erdwärmesonden (EWS) zu ergänzen, welche als Wärmequelle zur Deckung von Spitzenlast und als Wärmesenke zur Kühlung dienen. Um eine langfristige Bindung der Kundschaft zu gewährleisten, wird der Mikroverbund bereits während der Ausbauphase des Netzes im Sinne einer Übergangslösung betrieben. Durch die spätere Integration des Mikroverbunds ins Fernwärmenetz kann dadurch die Umsetzung von Einzellösungen vermieden werden.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse für einen Referenzfall ohne Kühlung zeigt, dass ein nicht degradiertes EWS-Feld – im Vergleich zum Fernwärmenetz via Seewärme – Spitzenlast wettbewerbsfähig bereitstellen kann. Beim Vergleich mit den reinen Energiepreisen einer bestehenden Gasheizung, ist der Betrieb der EWS in der Übergangsphase allerdings nicht kostendeckend. Dem gegenüber steht der Effekt der Kundschaftsbindung (Verzicht auf Einzellösungen). Eine langfristige Bindung zukünftiger Netzteilnehmenden kann als notwendige Investition in die Zukunft des Wärmenetzes betrachtet werden. Kann der Mikroverbund darüber hinaus in der Übergangsphase zur Bereitstellung von Kühlung eingesetzt werden, wird die Wirtschaftlichkeit des Betriebs in der Übergangsphase gestärkt.

In einem weiteren Ansatz wird untersucht, wie suburban geprägte Gebiete mit geringer Energiedichte in erneuerbare Wärmeverbünde integriert werden können – dies erfolgt exemplarisch anhand des Wegmattquartiers in Horw/Kriens. Trotz vorhandenem Seewasserverbund scheiterten bisherige Ansätze an der Wirtschaftlichkeit und der aufwändigen Akquise von Quartierzentralen. Die Aktivierung von Nachbarschaften, wie in QUBE und LANTERN erprobt, verspricht im Sinne eines bottom-up Ansatzes neue Blickwinkel. Die Verschiebung der Investitionsgrenze hin zur Kundschaft eröffnet dabei neue Optionen: flexible Standortwahl, Synergien mit PV, höhere Akzeptanz und vollständig fossilfreie Lösungen. Das Projekt zielt darauf ab, dass Mikroverbünde auch in Gebieten geringer Dichte realisierbar werden, wenn Bevölkerung, Gemeinden und Energieversorger gemeinsam handeln.



Résumé

Les réseaux thermiques sont considérés comme un élément central de la décarbonisation du secteur du chauffage et du refroidissement dans les zones urbaines de Suisse. Ils permettent une utilisation efficace des sources d'énergie renouvelables telles que la chaleur des lacs et contribuent ainsi de manière significative à la réduction des émissions de CO₂. En même temps, les réseaux thermiques sont confrontés à divers défis : pour des raisons de coût, la couverture des pics de consommation est encore souvent assurée par des combustibles fossiles, ce qui est en contradiction avec la stratégie climatique de la Suisse. De plus, à l'avenir, la demande croissante en refroidissement ne pourra pas être satisfaite si un réseau thermique est conçu comme un réseau à haute température (« lock-in »). À cela s'ajoute le risque de perdre des clients si le raccordement au réseau de chauffage urbain ne peut être assuré assez rapidement.

Le concept MicroDHC aborde cette question et prévoit comme axe de recherche principal de compléter les réseaux centraux à haute température par des sondes géothermiques décentralisées (EWS), qui servent de source de chaleur pour couvrir les pics de consommation et de puits de chaleur pour le refroidissement. Afin de garantir la fidélisation à long terme de la clientèle, le micro-réseau est exploité dès la phase d'extension du réseau à titre de solution transitoire. L'intégration ultérieure du micro-réseau dans le réseau de chauffage urbain permet d'éviter la mise en œuvre de solutions individuelles.

L'analyse de rentabilité pour un cas de référence sans refroidissement montre qu'un champ EWS non dégradé peut fournir une charge de pointe compétitive par rapport au réseau thermique via la chaleur du lac. Toutefois, si l'on compare les prix de l'énergie d'un système de chauffage au gaz existant, l'exploitation de l'EWS pendant la phase de transition n'est pas rentable. À cela s'oppose l'effet de fidélisation de la clientèle (renonciation aux solutions individuelles). La fidélisation à long terme des futurs participants au réseau peut être considérée comme un investissement nécessaire à l'avenir du réseau de chaleur. Si le micro-réseau peut en outre être utilisé pour fournir du refroidissement pendant la phase de transition, la rentabilité de son exploitation pendant cette phase s'en trouve renforcée.

Une autre approche examine comment les zones suburbaines à faible densité énergétique peuvent être intégrées dans des réseaux de chaleur renouvelables, à titre d'exemple dans le quartier Wegmatt à Horw/Kriens. Malgré l'existence d'un réseau d'eau lacustre, les approches précédentes ont échoué en raison de leur rentabilité et de l'acquisition coûteuse de centrales de quartier. La mobilisation des quartiers, telle qu'elle a été testée dans le cadre des projets QUBE et LANTERN, promet de nouvelles perspectives dans le sens d'une approche ascendante. Le déplacement de la limite d'investissement vers la clientèle ouvre de nouvelles options : choix flexible du site, synergies avec le photovoltaïque, meilleure acceptation et solutions entièrement sans énergie fossile. Le projet vise à rendre les micro-réseaux réalisables même dans les zones à faible densité de population, lorsque la population, les communes et les fournisseurs d'énergie agissent ensemble.



Summary

District heating and cooling (DHC) networks are deemed a key element in decarbonising the heating and cooling sector in urban areas in Switzerland. They allow the efficient use of renewable energy sources such as lakes and thus contribute significantly to reducing CO₂ emissions. At the same time, DHC networks face various challenges: for economic reasons, peak load is often still covered using fossil fuels, which contradicts Switzerland's climate strategy. Furthermore, the increasing demand for cooling cannot be met in the future by district heating networks designed as a high-temperature network ("lock-in" effect). There is also the risk of losing customers if the connection to district heating cannot be guaranteed quickly enough.

MicroDHC addresses these issues and focuses primarily on supplementing centralised high-temperature networks with decentralised microgrids in combination with geothermal boreholes, which serve as a heat source to cover peak loads and as a heat sink for cooling. To ensure long-term customer relationship, the microgrid is conceived as a transitional solution during the expansion phase of the district heating network. The subsequent integration of the microgrid into the district heating network avoids all the implementation of individual solutions (and the subsequent customer loss).

The economic analysis for a reference case without cooling shows that a non-degraded borehole field can provide competitive peak load compared to the lake-source district heating network. However, when compared to the energy prices of an existing gas heating system, the operation of the boreholes does not cover costs during the transition phase. On the other hand, there is the effect of avoiding individual solutions and the subsequent customer loss. Long-term contractual relationships of future network participants can be seen as a necessary investment to ensure a sustainable future of the district heating network. If the microgrid can also be used to provide cooling during the transition phase and beyond, the economic efficiency of its operation is enhanced.

Another approach in MicroDHC examines how suburban areas with low energy density can be integrated into renewable heating networks – this is investigated using a reference case in Horw/Kriens. Despite the existing lake-source DHC network, previous approaches to further expand the network have failed due to economic considerations and the costly realisation of district substations. The activation of neighbourhoods, as tested in related research projects, promises new perspectives in the sense of a bottom-up approach. Shifting the investment threshold towards the customer opens new options: flexible location selection, synergies with PV, higher acceptance and completely fossil-free solutions. The project aims to make microgrids feasible even in low-density areas when the population, municipalities and energy suppliers act together.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Résumé.....	4
Summary	5
Inhaltsverzeichnis	6
Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung	8
1.1 Kontext und Motivation	8
1.2 Projektziele	9
2 Untersuchung Erdwärmesonden	10
2.1. Vorgehen und Methode	10
2.2. Konzept.....	11
2.3. Ausgangslage beim Fallbeispiel Luzern.....	16
2.4. Durchgeführte Simulationen	17
2.5. Resultate: EWS-Überlastung bei reinem Heizbetrieb	20
2.6. Resultate: Verhalten EWS-Überlastung bei Regeneration	23
2.7. Resultate: Spitzenlastdeckung Betriebsphase 2.....	26
2.8. Wirtschaftlichkeitsanalyse	30
2.9. Nächste Schritte	36
3 Suburbane Gebiete geringer Energiedichte	37
3.1. Ausgangslage	37
3.2. Lösungsansatz	38
3.3. Quartierstruktur und Lage zum Seewasserverbund.....	38
3.4. Methode	39
3.5. Vorgehen	40
3.6. Nächste Schritte	41
4 Schlussfolgerungen und Ausblick	42
5 Nationale und internationale Zusammenarbeit	43
6 Literaturverzeichnis	44



Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
ewl	Energie Wasser Luzern
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWS	Erdwärmesonden



1 Einleitung

1.1 Kontext und Motivation

Thermische Netze gelten als Schlüsselement für die Dekarbonisierung der Schweizer Wärme- und Kältesektoren in urbanen Gebieten. Besonders die Nutzung von Seewasser und oberflächennaher Geothermie bietet grosses Potenzial für die Bereitstellung von Wärme und Kälte. Gemäss einer Untersuchung der aeesuisse verfügen Schweizer Seen über ein nachhaltig nutzbares Wärmepotenzial von rund 21 TWh Wärme und 2 TWh Kälte, während oberflächennahe Geothermie zusätzliche 35 TWh Wärme und 25–30 TWh Kälte bereitstellen kann [1].

Mit der wachsenden Nachfrage nach Gebäudekühlung und den begrenzten Möglichkeiten zur Abgabe von Abwärme wird es zunehmend wichtiger, diese Potenziale auch als Wärmesenke für die Kühlung zu erschliessen. Gleichzeitig stehen Energieversorgungsunternehmen (EVU) vor der Herausforderung, ihre Netze wirtschaftlich möglichst effizient zu gestalten. Dies führt oft zur Entscheidung, auch Seewärmenetze als Hochtemperaturnetze (Vorlauftemperatur > 60 °C) zu realisieren, um grosse Temperaturspreizungen zu erreichen und die Rohrdurchmesser klein zu halten, was die Investitionskosten deutlich reduziert. Obwohl dies kurzfristige ökonomische Vorteile bietet, limitiert eine solche Netztypologie die Möglichkeiten für Gebäudekühlung und kann zu einem «lock-in» Effekt führen.

Die Diskrepanz zwischen dem Wunsch der Gebäudeeigentümerschaft nach einem raschen Netzanschluss und dem tatsächlichen Netzausbau stellt ein weiteres Problem dar, da vermehrt Einzellösungen umgesetzt werden. Diese Entwicklung führt zu Kundschaftsverlusten und mindert die Wirtschaftlichkeit sowie die Skalierbarkeit zukünftiger thermischer Netze. Um diesem Trend entgegenzuwirken, verfolgt MicroDHC den Ansatz, Mikroverbünde in einer Übergangsphase gezielt temporär zu überlasten, um eine frühzeitige Versorgung mit Wärme und Kälte sicherzustellen. Auf diese Weise können Kundinnen und Kunden bereits vor Fertigstellung des zentralen Wärmenetzes in das erneuerbare Energiesystem eingebunden werden. Dieser Ansatz bietet die Möglichkeit, die temporäre Überlastung der Erdwärmesonden (EWS) in der Übergangsphase durch eine spätere Regeneration der EWS auszugleichen.

Die Deckung von Spitzenlast in thermischen Netzen stellt eine zusätzliche Herausforderung dar: Aufgrund der hohen Investitionskosten bei Seewärmenetzen wird die Spitzenlast in der Praxis häufig durch Erdgas gedeckt. Diese fossile Komponente steht jedoch im Widerspruch zu den Klimazielen und zur konsequent erneuerbaren Ausrichtung der langfristigen Dekarbonisierungsstrategie des Bundes.

Biogas und andere Gase werden in diesem Zusammenhang nicht als langfristige Alternativen betrachtet, da der Fokus auf einer vollständig erneuerbaren und lokal verfügbaren Energiequelle liegt ¹.

Aktuelle Forschungsarbeiten wie die BFE-Studie HPSource [2] (SI/502144-01) zeigen, dass EWS für die Bereitstellung von Spitzenlast geeignet sind. Aufbauend auf diesen Ergebnissen verfolgt MicroDHC den Ansatz, nach dem Anschluss ans Seewärmenetz die Spitzenlast dezentral via EWS bereitzustellen.

Ein weiterer Mehrwert der dezentralen Spitzenlastdeckung liegt darin, dass das Wärmenetz eine niedrigere Wärmeleistung transportieren muss. Bei einer breitflächigen Anwendung des Konzepts können die Rohrleitungen kleiner dimensioniert oder – bei gleichbleibender Dimensionierung – mehr Netzteilnehmerinnen und Netzteilnehmer versorgt werden. Dadurch kann die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes zusätzlich gesteigert werden.

¹ Biogas und andere erneuerbare Gase werden auch künftig nur in begrenztem Umfang verfügbar und voraussichtlich mit hohen Kosten verbunden sein. Das nachhaltig nutzbare Biomethanpotenzial (ohne verholzte Biomasse) wurde vom Kompetenzzentrum für Energieforschung – Biomasse für die Schweizer Energiezukunft (SCCER BIOSWEET) untersucht und auf 5 TWh geschätzt [9]. Der jährliche Gasverbrauch (29.5 TWh im 2024) übersteigt das nachhaltig nutzbare Biomethanpotenzial bei weitem [10]. Bereits die Sektoren Industrie (9.5 TWh) und Dienstleistungen (6 TWh) verbrauchten im Jahr 2024 jeweils mehr Gas, als durch Biomethan nachhaltig bereitgestellt werden könnte [10]. Erneuerbare Gase sollten daher gezielt dort eingesetzt werden, wo ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit und zum Klimaschutz den grössten volkswirtschaftlichen Nutzen entfaltet – insbesondere in Anwendungen, bei denen Hochtemperaturwärme tatsächlich erforderlich ist, etwa für die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie.



1.2 Projektziele

Das Forschungsprojekt zielt primär darauf ab, das Potenzial von EWS und Seewasser komplementär zur Deckung des Heiz- und Kühlbedarfs in urbanen Gebieten zu nutzen. Im Mittelpunkt steht die Weiterentwicklung, Bewertung und Optimierung des Mikroverbund-Konzepts, das eine flexible, wirtschaftlich tragfähige und erneuerbare Wärme- und Kälteversorgung ermöglicht.

Die übergeordneten Ziele des Projekts lassen sich in vier zentrale Forschungsbereiche gliedern:

Analyse des Potenzials der gezielten EWS-Überlastung:

Untersuchung, in welchem Umfang eine temporäre Überlastung von Erdwärmesonden – abweichend von den Vorgaben der SIA 384/6:2021 [3] – möglich ist, ohne die langfristige Funktionsfähigkeit und Lebensdauer der Quelle zu beeinträchtigen.

Optimale Einbindung der EWS in thermische Netze zur Erhöhung der Netzflexibilität:

Es wird untersucht, wie sich ein Mikroverbund ideal in ein übergeordnetes Wärmenetz integrieren lässt. Der Fokus liegt auf der Erhöhung der Netzflexibilität, in dem die EWS zur Deckung von Spitzenlast verwendet werden.

Betriebsstrategien zur Kombination von sommerlicher Kühlung und EWS-Regeneration:

Erarbeitung einer Betriebsstrategie, welche die Kältebereitstellung im Sommer mit einer gezielten Regeneration der Erdsonden über das Wärmenetz kombiniert, ohne die Kühlfähigkeit der EWS negativ zu beeinträchtigen.

Optimierte Dimensionierung für eine kosteneffiziente Gesamtlösung:

Definition von Bemessungsgrundlagen für EWS-Felder und Mikroverbünde, um eine wirtschaftlich tragfähige und flächenoptimierte Systemauslegung zu erreichen. Ziel ist es, Investitions- und Betriebskosten zu minimieren und gleichzeitig die technische Leistungsfähigkeit sowie die Integration in zukünftige zentrale Wärmenetze sicherzustellen.

Diese vier Forschungsbereiche wurden anhand des Fallbeispiels in Luzern (Untersuchung Erdwärmesonden) analysiert. Zudem wurde der Frage nachgegangen, inwiefern suburbane Gebiete mit geringer Energiedichte an einem Seewasserverbund partizipieren können – diese Frage wurde anhand eines Beispiels in der Gemeinde Horw verfolgt.

Übergeordnet verfolgt MicroDHC das Ziel, Planungs- und Betriebskonzepte zu entwickeln, die eine skalierbare, flexible und vollständig erneuerbare Wärme- und Kälteversorgung ermöglichen und als übertragbares Modell für andere urbane Gebiete dienen können.



2 Untersuchung Erdwärmesonden

2.1. Vorgehen und Methode

Die Projektstruktur ist in Abbildung 1 illustriert. Das Projekt ist in fünf aufeinander aufbauende Arbeitspakete gegliedert und in zwei Projektphasen unterteilt. Der Hauptfokus in der ersten Projektphase lag auf der Ausarbeitung des Mikroverbund-Konzepts und eine erste grundsätzliche Prüfung dessen Wirtschaftlichkeit. Hierfür wurden ergänzend zur Konzeptentwicklung (Untersuchung Erdwärmesonden) Simulationen für ein konkretes Fallbeispiel in der Stadt Luzern mit der Software «EWS» von Huber Energietechnik [4] durchgeführt.

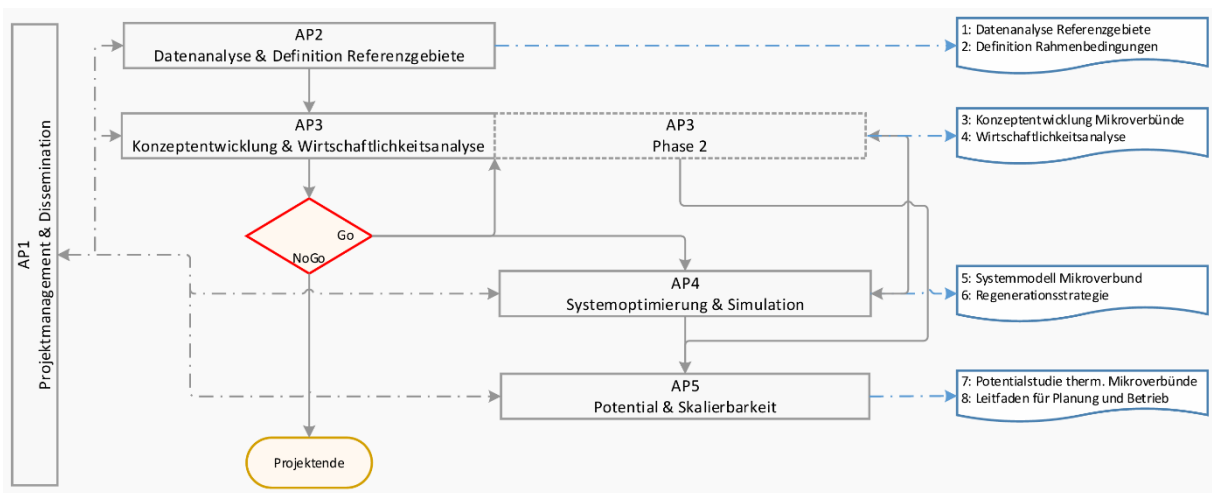


Abbildung 1: Projektstruktur und vorgesehene Arbeitspakete



2.2. Konzept

Das Konzept des Mikroverbunds ist in Abbildung 2 dargestellt. Der Mikroverbund nutzt ein EWS-Feld zur dezentralen Bereitstellung von Wärme und Kälte. Das EWS-Feld dient dabei einerseits als Wärmequelle für die Heizperiode und andererseits als Wärmesenke für die Gebäudekühlung im Sommer. Die Netzteilnehmer werden über ein lokales Verteilnetz an die EWS-Zentrale angebunden.

Aufgrund des tiefen Temperaturniveaus ($< 20\text{ °C}$) kann im Sommer mittels Free-Cooling direkt über einen Wärmeübertrager gekühlt werden, ohne dass Wärmepumpen eingesetzt werden müssen. Zur Bereitstellung von Wärme wird eine dezentrale Wärmepumpe eingesetzt, die die EWS als Quelle nutzt und die Wärme über das lokale Verteilnetz verteilt.

Der Mikroverbund ist für den Betrieb über seine Lebensdauer in zwei Betriebsphasen konzipiert. Die erste Betriebsphase stellt eine Übergangsphase dar, in welcher sich das Seewärmenetz noch im Ausbau befindet. Um den Energiebedarf in dieser Übergangsphase möglichst vollständig abzudecken, wird das EWS-Feld gezielt überlastet. Der ungedeckte Restwärmebedarf wird über die bestehenden fossilen Heizkessel gedeckt. Dieser Ansatz ermöglicht es, bereits während des Ausbaus des Seewärmenetzes einen erheblichen Teil der Wärmeversorgung zu dekarbonisieren, ohne die Kunden durch Einzellösungen permanent zu verlieren.

Nach Fertigstellung und Inbetriebnahme des Seewärmenetzes erfolgt der Anschluss der Mikroverbünde an das Seewärmenetz. In dieser zweiten Betriebsphase deckt das Seewärmenetz die Grundlast des Wärmebedarfs. Die Spitzenlast wird dezentral durch die EWS erzeugt. Die fossilen Heizkessel werden nach dem Netzanschluss ausser Betrieb genommen und rückgebaut.

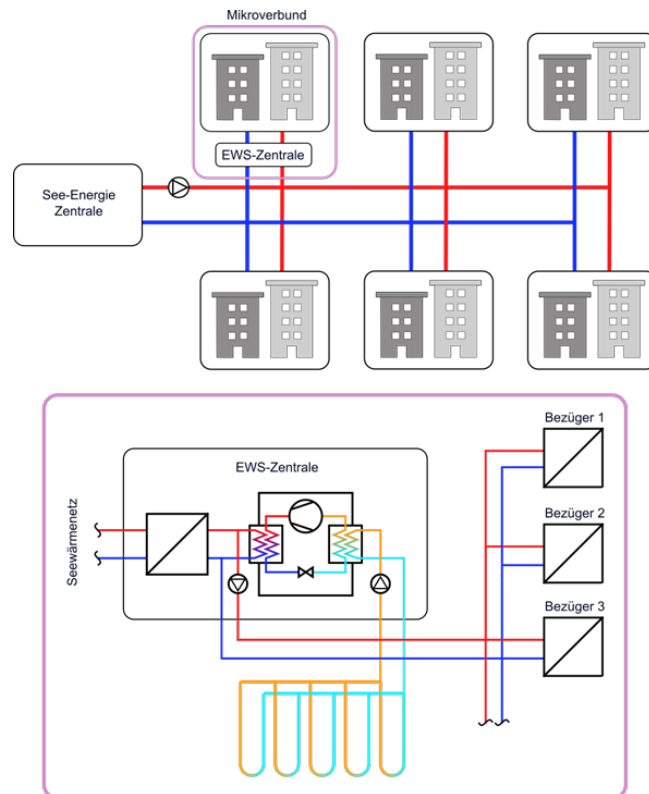


Abbildung 2: Konzept des Mikroverbundes ohne Kühlbetrieb dargestellt für die Betriebsphase 2 (nach dem Anschluss an das Seewärmenetz).



Bei der Umsetzung der Wärme- Kälteverteilung gibt es mehrere Möglichkeiten. Je nach Zusammensetzung der Netzteilnehmer hinsichtlich Gebäudetyp und Nutzung ergeben sich unterschiedliche Anforderungen für den Kühlbedarf und dadurch unterschiedliche hydraulische Ansätze für die Energieversorgung.

Variante 1: Reines Wärmenetz für Gebäude ohne nennenswerten Kühlbedarf

Bei Gebäuden, die über keinen oder nur sehr geringen Kühlbedarf verfügen oder deren Wärmeabgabesysteme – beispielsweise Radiatoren oder konventionelle Heizkörper – keine effiziente Wärmeabfuhr aus den Räumen zulassen, wird keine Kälte über den Mikroverbund bereitgestellt. In diesem Fall ist für die reine Wärmeverteilung ein klassisches 2-Leitersystem ausreichend. Das Hydraulikschema für ein reines Wärmenetz ist in Abbildung 3 dargestellt.

Variante 2: 4-Leitersystem mit getrennter Wärme- und Kälteverteilung

In dieser Konfiguration erfolgt die Wärme- und Kälteverteilung über zwei separate Trassen (jeweils Vor- und Rücklauf für Heizung und Kühlung mit insgesamt vier Leitern). Dadurch können Heiz- und Kühlbetrieb parallel stattfinden, was vor allem bei Überbauungen mit gemischter Nutzung (z. B. Wohn- und Bürogebäude) von Vorteil ist. Zusätzlich kann im Parallelbetrieb Kälte und Brauchwarmwasser gleichzeitig bereitgestellt werden. Der Nachteil dieser Variante liegt in den höheren Investitionskosten verbunden mit der Leitungsinfrastruktur. Das Hydraulikschema für ein 4-Leitersystem im Heizbetrieb ist in Abbildung 4 dargestellt.

Variante 3: Zweileitersystem mit Change-Over-Betrieb

Beim Change-Over-System werden sowohl Wärme als auch Kälte über dasselbe 2-Leitersystem transportiert. Abhängig vom Bedarf wird das System hydraulisch im Heiz- oder Kühlbetrieb betrieben. Der wesentliche Vorteil im Vergleich zu einem 4-Leitersystem liegt in den tieferen Investitionskosten. Dem gegenüber stehen jedoch betriebliche Einschränkungen: Es kann nicht gleichzeitig geheizt und gekühlt werden. Zudem kann die thermische Trägheit des Erdreichs und des Rohrnetzes den Heiz-/Kühlbetrieb negativ beeinflussen.

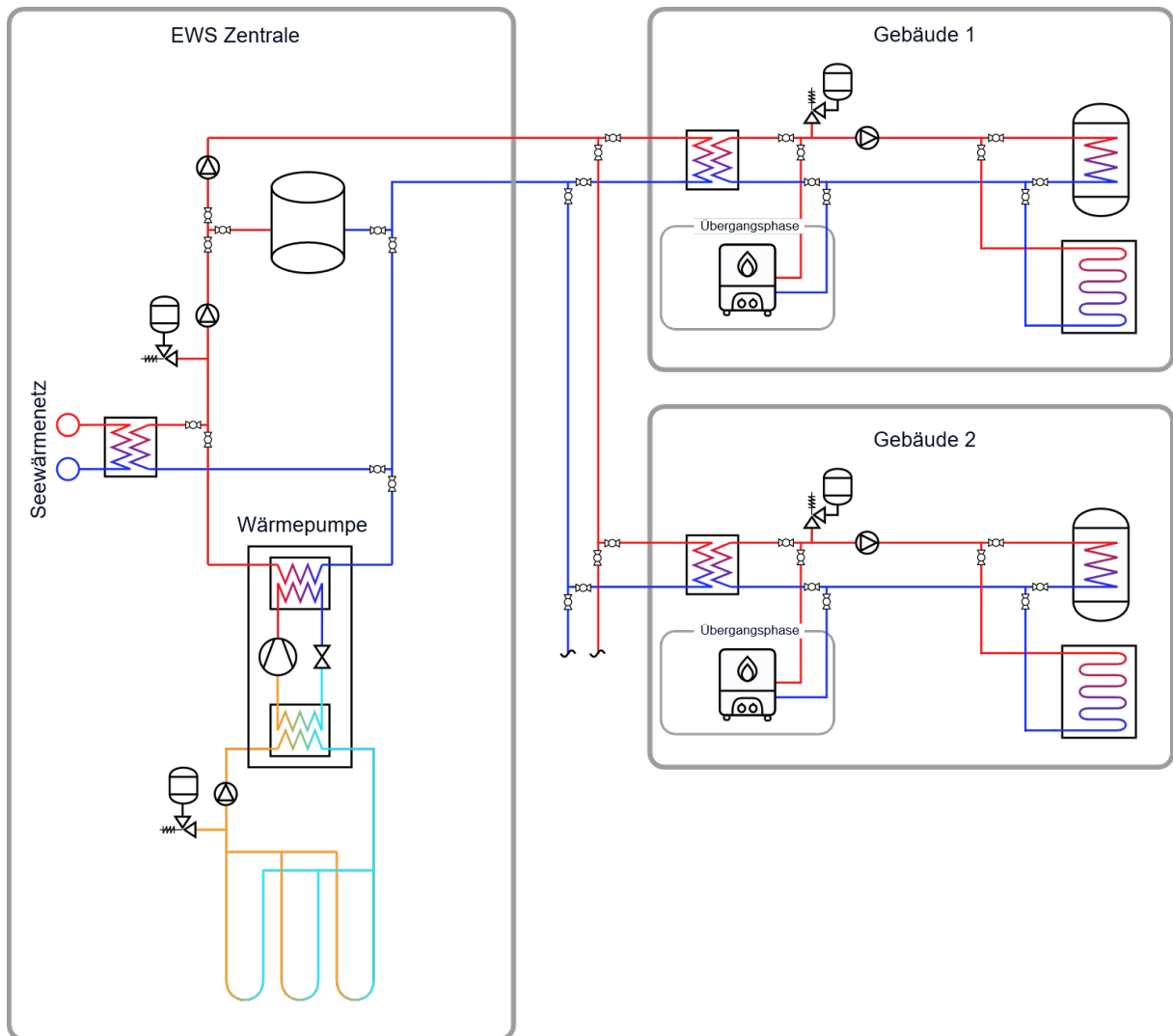


Abbildung 3: Hydraulisches Schema für einen Mikroverbund ohne Kühlbetrieb. Der Anschluss an das Seewärmenetz erfolgt erst in der zweiten Betriebsphase. Die bestehenden fossilen Heizkessel stellen in der Übergangsphase den ungedeckten Restwärmebedarf bereit und werden nach dem Anschluss an das Seewärmenetz deinstalliert.

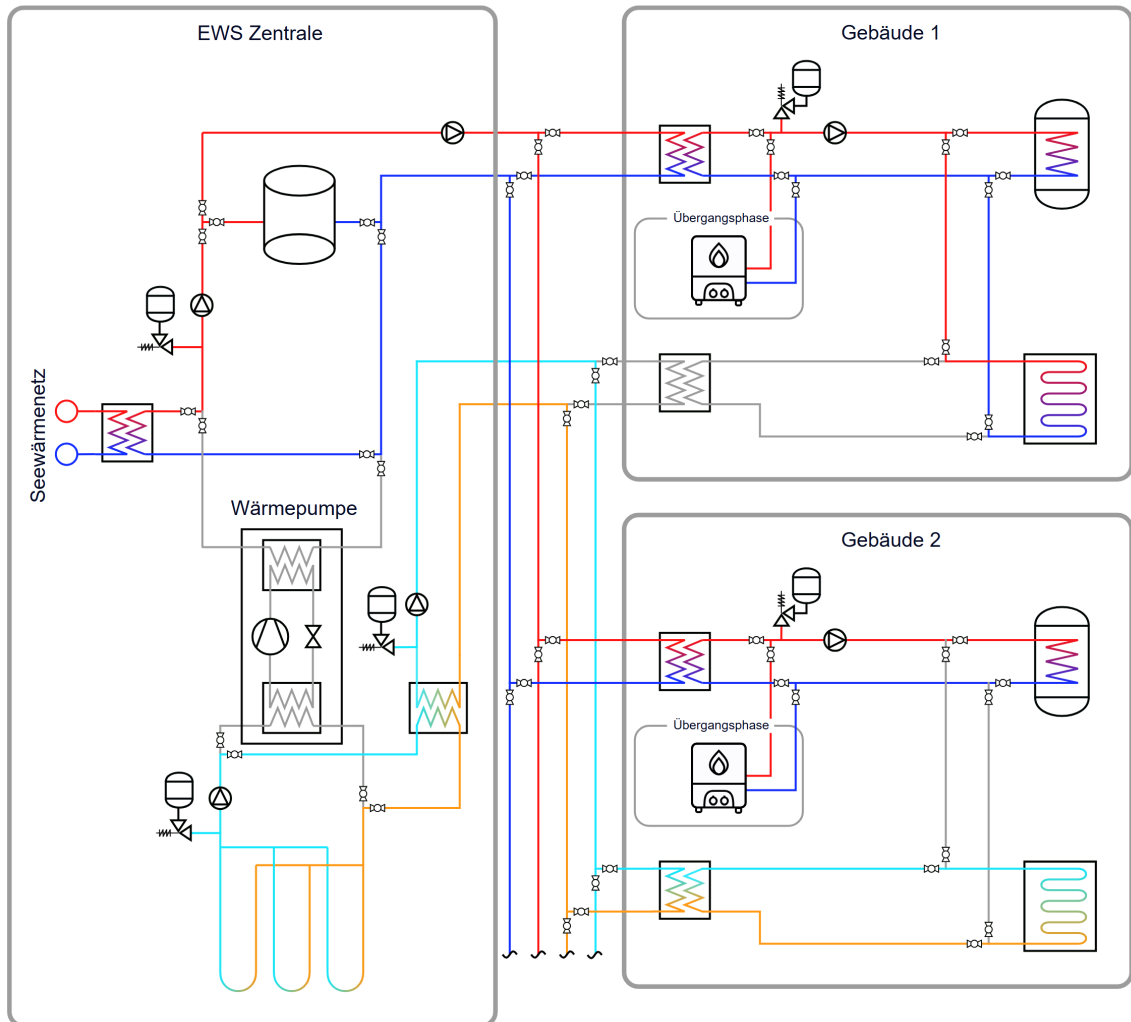


Abbildung 4: Hydraulisches Schema für einen Mikroverbund mit einem 4-Leitersystem im Heiz-/Kühlbetrieb. Das 4-leitersystem ermöglicht die parallele Versorgung mit Wärme und Kälte. Im parallelen Heiz-/Kühlbetrieb ist der Einsatz der Wärmepumpe ebenfalls möglich, sie wird allerdings nur zur Deckung von Spitzenlast eingesetzt. Der Anschluss an das Seewärmenetz erfolgt erst in der zweiten Betriebsphase. Die bestehenden fossilen Heizkessel stellen in der Übergangsphase den ungedeckten Restwärmebedarf bereit und werden nach dem Anschluss an das Seewärmenetz deinstalliert.

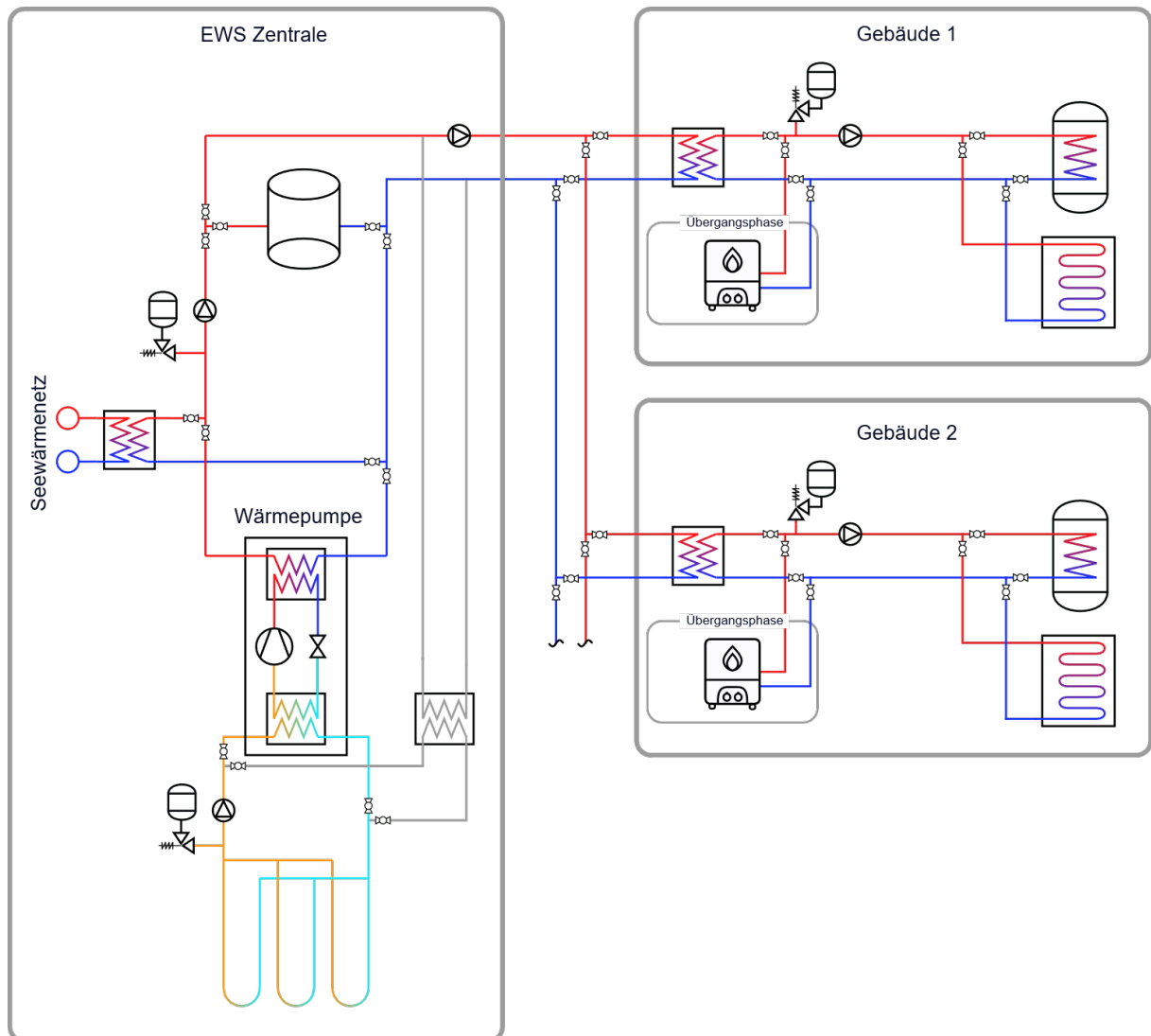


Abbildung 5: Hydraulisches Schema für einen Mikroverbund mit einem 2-Leitersystem mit Change-Over Betrieb (dargestellt im Heizbetrieb). Eine parallele Versorgung der Netzteilnehmer mit Wärme und Kälte ist nicht möglich. Der Anschluss an das Seewärmenetz erfolgt erst in der zweiten Betriebsphase. Die bestehenden fossilen Heizkessel stellen in der Übergangsphase den ungedeckten Restwärmebedarf bereit und werden nach dem Anschluss an das Seewärmenetz deinstalliert.



2.3. Ausgangslage beim Fallbeispiel Luzern

Das Potential des Mikroverbund-Konzepts (Untersuchung Erdwärmesonden) wurde anhand eines Fallbeispiels in der Stadt Luzern untersucht. Die betrachtete Blockrandbebauung befindet sich im geplanten Ausbaubereich des Seewärmenetzes des Energieversorgers Energie Wasser Luzern (ewl). Gemäss Angaben von ewl beträgt der jährliche Wärmebedarf (Heizwärme + Warmwasseraufbereitung) ca. 986 MWh bei geschätzten 2'000 Vollaststunden (493 kW Leistungsbedarf). Aktuell erfolgt die Deckung 100 % fossil.

Der Innenhof der Blockrandbebauung hat eine Breite von 20 m und eine Länge von 40 m (siehe symbolische Repräsentation in Abbildung 6). Wird zwischen dem EWS-Feld und den umliegenden Gebäuden ein Abstand von 5 m eingehalten, verbleibt für die Nutzung durch EWS eine Fläche 300 m². Wird der Abstand zwischen den Sonden auf 5 m (Mindestabstand für vertikale Bohrungen gemäss SIA 384/6 [3]) gesetzt, ergibt sich ein EWS-Feld mit 21 Sonden. Wird der Abstand zwischen Sonden auf 10 m erhöht ergibt sich ein EWS-Feld mit 8 Sonden.

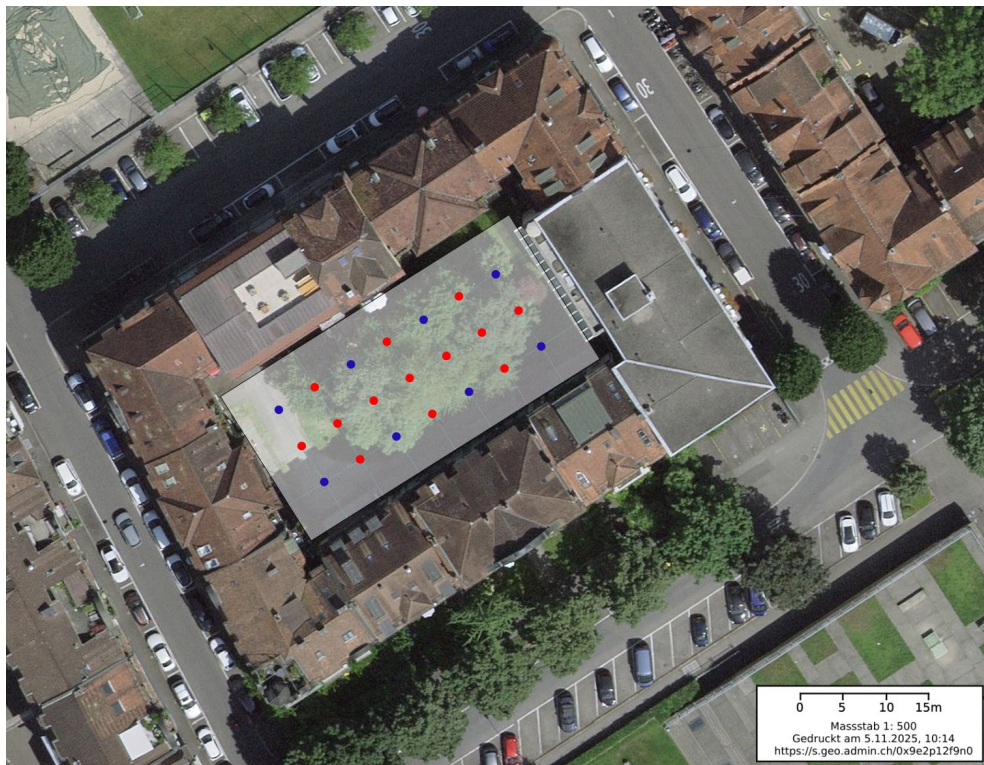


Abbildung 6: Symbol-Luftbild der untersuchten Blockrandbebauung mit einem 3x7 EWS-Feld im Innenhof (alle Punkte) sowie Variante einem 2x4 EWS-Feld (blaue Punkte). (Quelle map.geo.admin [5])



2.4. Durchgeführte Simulationen

Das Ziel der Simulationen war es, das Potenzial einer Überlastung des EWS-Feldes während der Übergangsphase unter verschiedenen Rahmenbedingungen zu untersuchen. Zusätzlich sollte ermittelt werden, wie viel Spitzenlast in der zweiten Betriebsphase nach der Überlastung der EWS bereitgestellt werden kann. In den Simulationen wurde der Einfluss folgender Faktoren untersucht:

- Wärmebedarfsprofil
- Dauer der Übergangsphase
- Sommerlicher Kühlbedarf
- Anzahl der installierten Sonden

Die Berechnungen wurden für zwei synthetische Wärmebedarfsprofile durchgeführt, die jeweils den realen Wärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser) des Referenzfalls abbilden.

Wärmebedarfsprofil 1 basiert auf die Software topGrid [6]. Dieses ist in Abbildung 6 dargestellt und weist 2'921 Volllaststunden auf. Bei einem jährlichen Wärmebedarf von 986 MWh ergibt sich daraus eine maximale Wärmebedarfsleistung von 338 kW.

Wärmebedarfsprofil 2 basiert auf Sympheny [7] (siehe Abbildung 7). Mit 1'775 Volllaststunden liegt die jährliche Volllaststundenzahl rund 40% tiefer als beim topGrid-Profil. Bei gleichem jährlichem Wärmebedarf von 986 MWh resultiert eine 64% höhere maximale Wärmebedarfsleistung von 556 kW.

Kühlbedarf

Die Simulationen wurden sowohl mit als auch ohne sommerlichen Kühlbedarf durchgeführt. Das verwendete Kühlbedarfsprofil basiert auf Sympheny [7] und weist 550 Volllaststunden auf. In den Simulationen wurden drei Szenarien betrachtet:

- Kein Kühlbedarf
- Jährlicher Kühlbedarf von 197 MWh (entspricht 20% des totalen Wärmebedarfs, vgl. Abb. 8)
- Jährlicher Kühlbedarf von 493 MWh (entspricht 50% des totalen Wärmebedarfs)

Geometrie des EWS-Feldes

Die Berechnungen erfolgten für zwei Varianten des EWS-Feldes:

- 21 Sonden mit einem Sondenabstand von 5 m
- 8 Sonden mit einem Sondenabstand von 10 m

Dauer der Übergangsphase

Um das Verhalten des EWS-Feldes unter kurz- und langfristigen Überlastungsbedingungen zu analysieren, wurde die Dauer der Übergangsphase als Eingabeparameter variiert. Dabei wurden Übergangsphasen mit einer Dauer von 2 bis 14 Jahren betrachtet.

Bestimmung des maximalen Wärmeentzugs in der Übergangsphase

Um den maximal möglichen Wärmeentzug zu bestimmen und einen gerechten Vergleich zwischen den Szenarien zu ermöglichen, wurde das Erdreich in den Simulationen jeweils so stark belastet, dass im letzten Betriebsjahr der Übergangsphase die minimale mittlere Sondentemperatur erreicht wurde. Diese minimale mittlere Soletemperatur ist als Mittelwert zwischen Ein- und Austrittstemperatur der Sole definiert und beträgt -1.5 °C [3]. Sie stellt die untere Temperaturgrenze für den zulässigen Wärmeentzug aus dem Erdreich dar, um die Bildung von Eis in Erdreich und Hinterfüllung zu vermeiden.

Berechnung der verfügbaren Spitzenlastleistung in Betriebsphase 2

Zusätzlich zur Überlastung in der Betriebsphase 1 wurde untersucht, wieviel Spitzenlast das überlastet EWS-Feld im Anschluss an die Übergangsphase bereitstellen kann. Dabei wurde keine Regeneration über das Wärmenetz berücksichtigt, da diese mit den in der verwendeten Software «EWS» vorhandenen Modellierungsmöglichkeiten nicht abgebildet werden konnte.

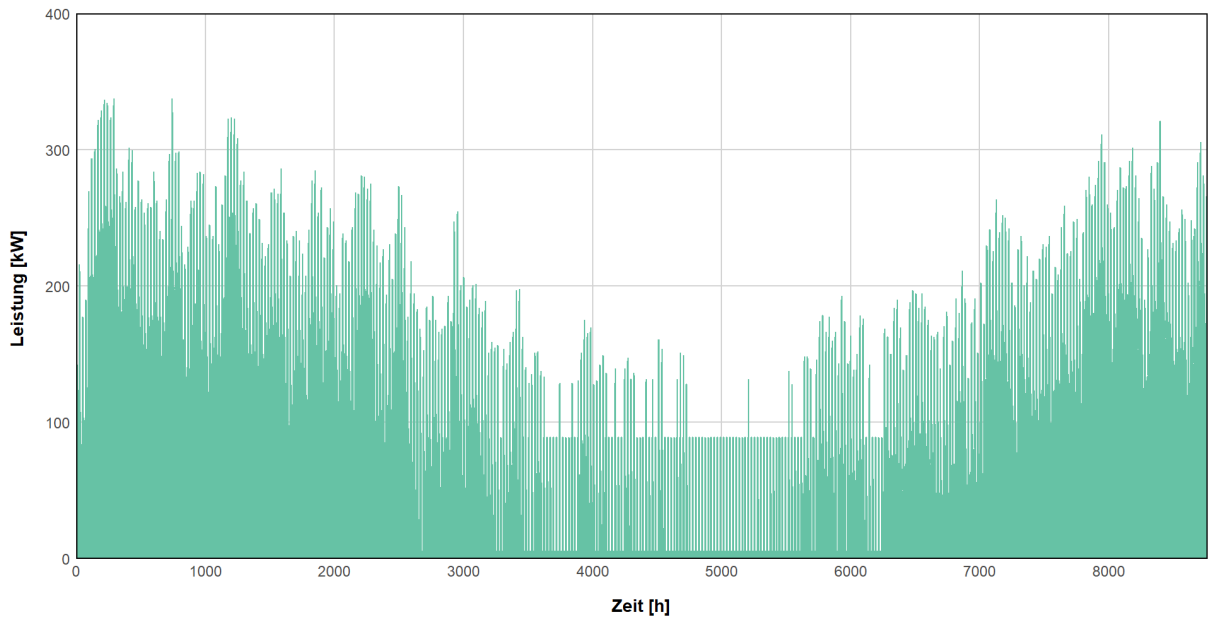


Abbildung 7: Wärmebedarfsprofil 1 (Heizwärme + Brauchwarmwasseraufbereitung) in stündlicher Auflösung, berechnet mit topGrid [6].

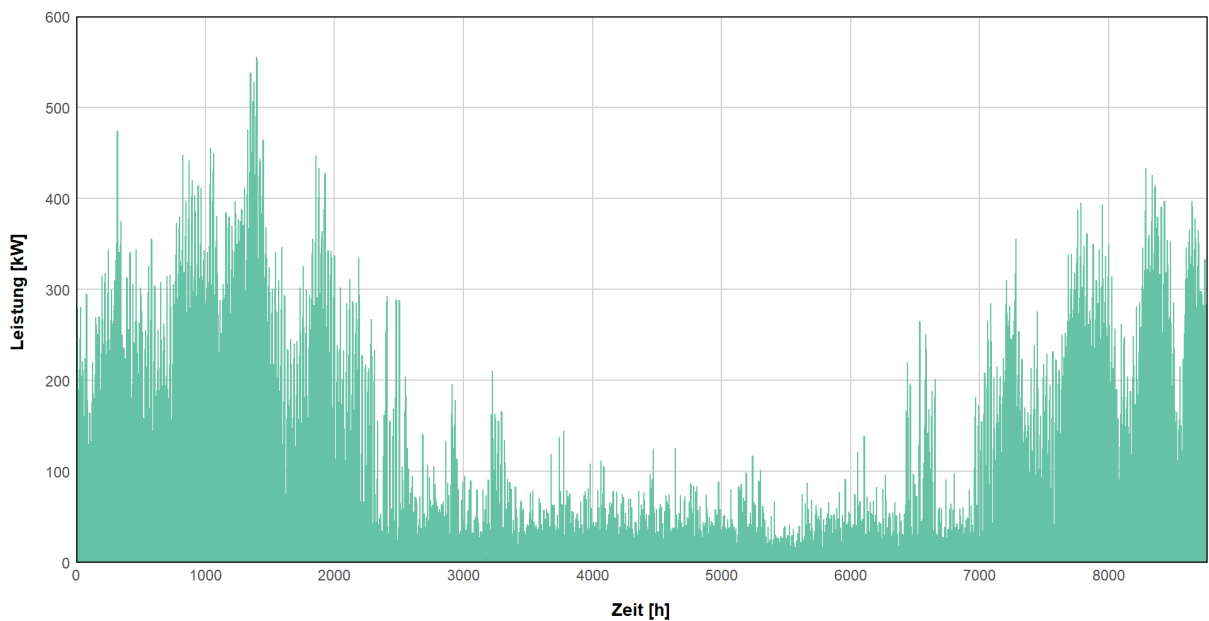


Abbildung 8: Wärmebedarfsprofil 2 (Heizwärme + Brauchwarmwasseraufbereitung) in stündlicher Auflösung, berechnet mit Sympheny [7].

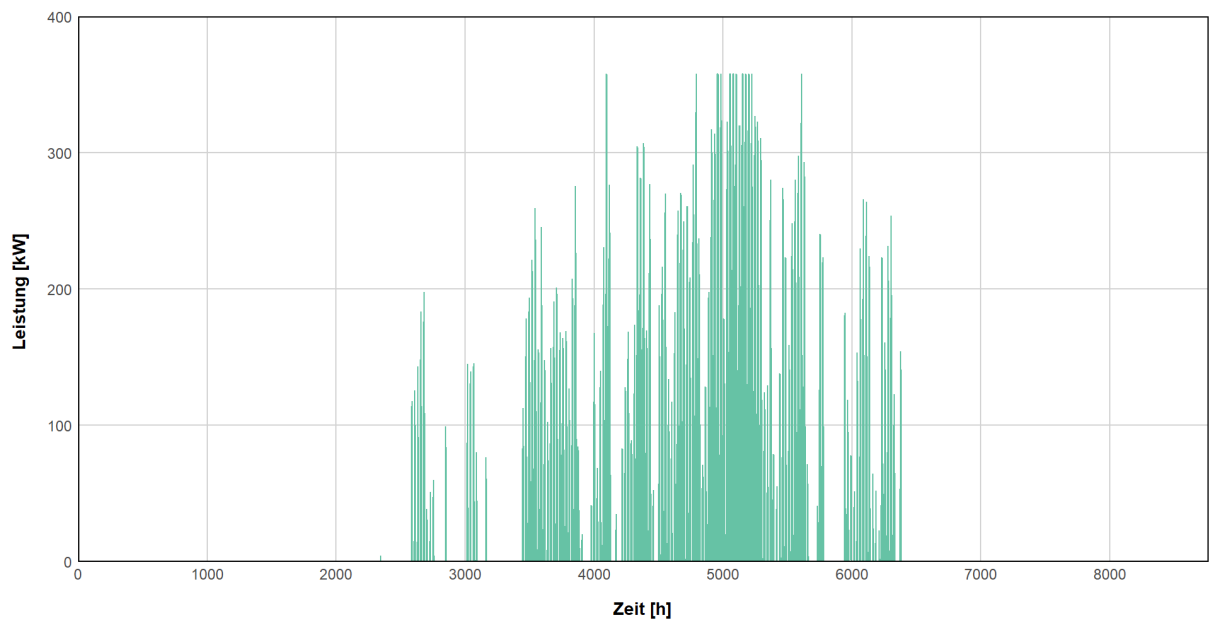


Abbildung 9: Kühlbedarfsprofil mit einem totalen Kühlbedarf von 197 MWh (20% des totalen Wärmebedarfs) in stündlicher Auflösung, berechnet mit Sympheny [7].



2.5. Resultate: EWS-Überlastung bei reinem Heizbetrieb

Die ersten Simulationen wurden für ein EWS-Feld mit 21 Sonden durchgeführt. Der Kühlbedarf wurde dabei auf 0 MWh gesetzt, sodass ausschliesslich der Wärmeentzug aus dem Erdreich (ohne Regeneration) betrachtet wurde. Der Anteil des Wärmebedarfs, welcher bei maximalen Wärmeentzug während der Übergangsphase durch das EWS-Feld bereitgestellt werden kann, ist in Abhängigkeit zur Dauer der Übergangsphase in Abbildung 10 illustriert. Die SIA 384/6:2021 [3] sieht vor, dass EWS für eine Betriebsdauer von 50 Jahren ausgelegt werden. Der Deckungsgrad bei einer Übergangsphase von 50 Jahren dient somit als Vergleichswert für die Beurteilung der gesteigerten Wärmekapazität im Falle einer Überlastung. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer Auslegung nach 384/6:2021 [3] das EWS-Feld mit 21 Sonden rund 30% des totalen Wärmebedarfs decken kann. Wobei der Deckungsgrad bei dem Wärmebedarfsprofil 1 (höhere Anzahl Volllaststunden, resp. geringere Bedarfsspitzen) leicht höher liegt. Wird die Dauer der Übergangsphase reduziert, kann im Vergleich zum Referenzwert bei 50 Jahren ein grösserer Teil des Wärmebedarfs über die EWS bereitgestellt werden. Der Deckungsgrad steigt mit sinkender Dauer der Übergangsphase, wobei ein stärkerer Anstieg bei einer sehr kurzen Dauer der Übergangsphase beobachtet werden kann. Weiter zeigt sich, dass der Unterschied zwischen den Wärmebedarfsprofilen mit abnehmender Dauer der Übergangsphase steigt.

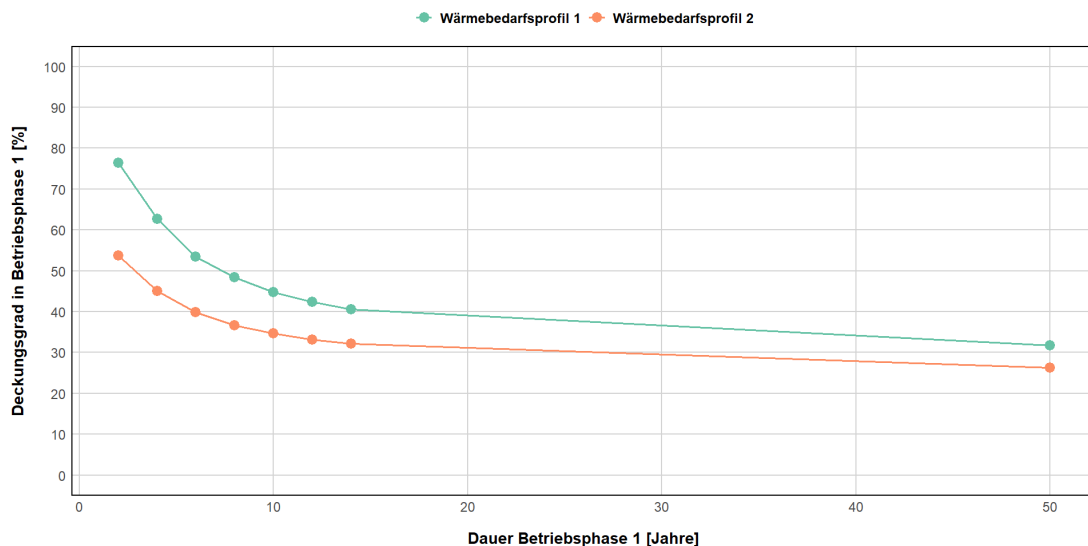


Abbildung 10: Anteil des totalen Jahreswärmebedarfs, der bei maximalen Wärmeentzug während der Übergangsphase (Betriebsphase 1) durch das EWS-Feld bereitgestellt werden kann. Die Simulationen wurden für ein EWS-Feld mit 21 Sonden für das Wärmebedarfsprofil 1 und 2 ohne Kühlbedarf (d.h. ohne Regeneration) durchgeführt.

In Abbildung 11 ist dargestellt, wie sich das Sondenfeld verhält, wenn ein fixierter Prozentsatz des Stundenbedarfes bezogen wird. Wird der Temperaturverlauf der Sole untersucht, wird ersichtlich, dass die mittlere Soletemperatur eine starke Korrelation zur Wärmeleistung aufweist. Beim Auftreten von grossen Lastspitzen sinkt die mittlere Soletemperatur stark ab. Der Grund dafür liegt darin, dass bei hohen Entzugsleistungen dem sondennahen Erdreich erheblich mehr Wärme entzogen wird, als aus dem umliegenden Erdreich nachfliessen kann. Die kurzfristige Überlastung der EWS ist daher durch die Entzugsleistung limitiert. Um bei einer kurzfristigen Überlastung der EWS einen höheren (energetischen) Deckungsgrad zu erzielen, muss die Entzugsleistung gesenkt und mehr Wärme bei tiefer Leistung bereitgestellt werden.

Das Verhalten der EWS, wenn die mögliche Maximallast als Bandlast bezogen wird, ist in Abbildung 12 exemplarisch für eine Übergangsphase von 4 Jahren dargestellt. Der Wärmeanteil welcher durch die EWS-WP (grün) in der Übergangsphase gedeckt werden kann, liegt bei 69%. Analog zum Betriebsfall in Abbildung 11 ist eine starke Korrelation zwischen der Wärmeleistung und der mittleren Soletemperatur zu beobachten. Aufgrund der tieferen Leistungsspitzen ist die Fluktuation der mittleren Soletemperatur im Winter allerdings niedriger. Beim Betriebsfall in Abbildung 11 wird nur beim Auftreten der



maximalen Leistungsspitze (Betriebsstunde 1'397) Temperaturen unter 1 °C erreicht. Beim Betriebsfall in Abbildung 12 liegt die mittlere Soletemperatur im Winter mehrheitlich unter 1 °C.

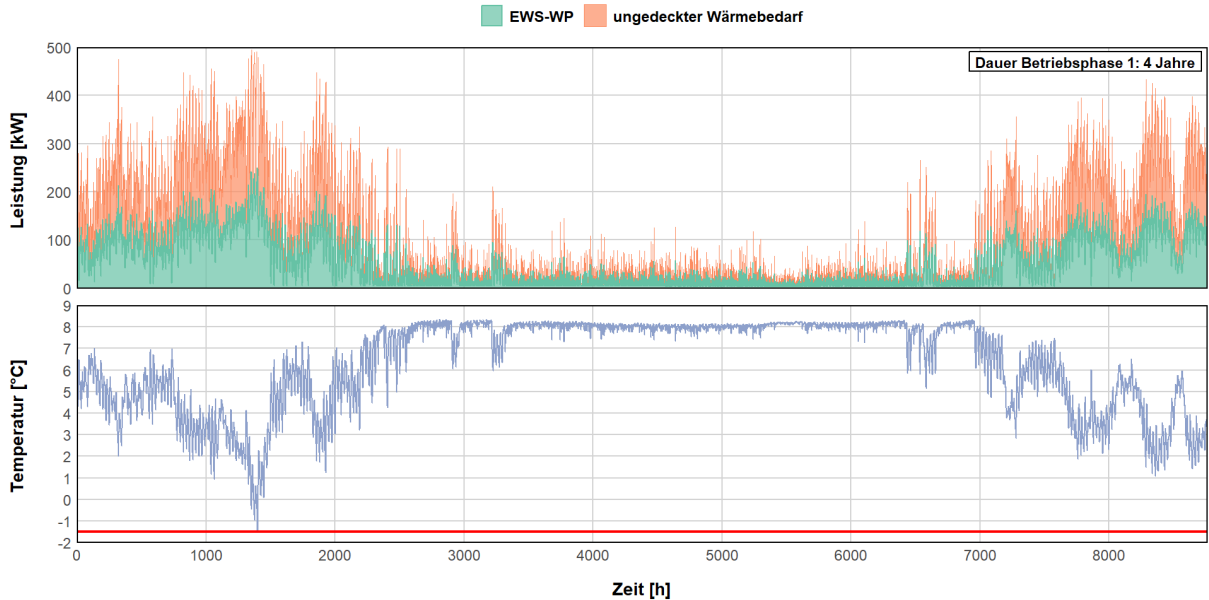


Abbildung 11. Oben: Anteil des Wärmebedarfs (45% beim Wärmebedarfsprofil 2), welcher in einer Übergangsphase mit einer Dauer von vier Jahren durch die EWS-WP bereitgestellt werden kann (grüne Kurve). Der verbleibende Wärmeanteil, der nicht durch die EWS-WP gedeckt werden kann, ist in orange dargestellt. Unten: Verlauf der mittleren Soletemperatur im vierten Betriebsjahr. Die rote Linie ist die gemäss SIA 384/6:2021 [3] zulässige untere Temperaturgrenze, die nicht unterschritten werden darf.

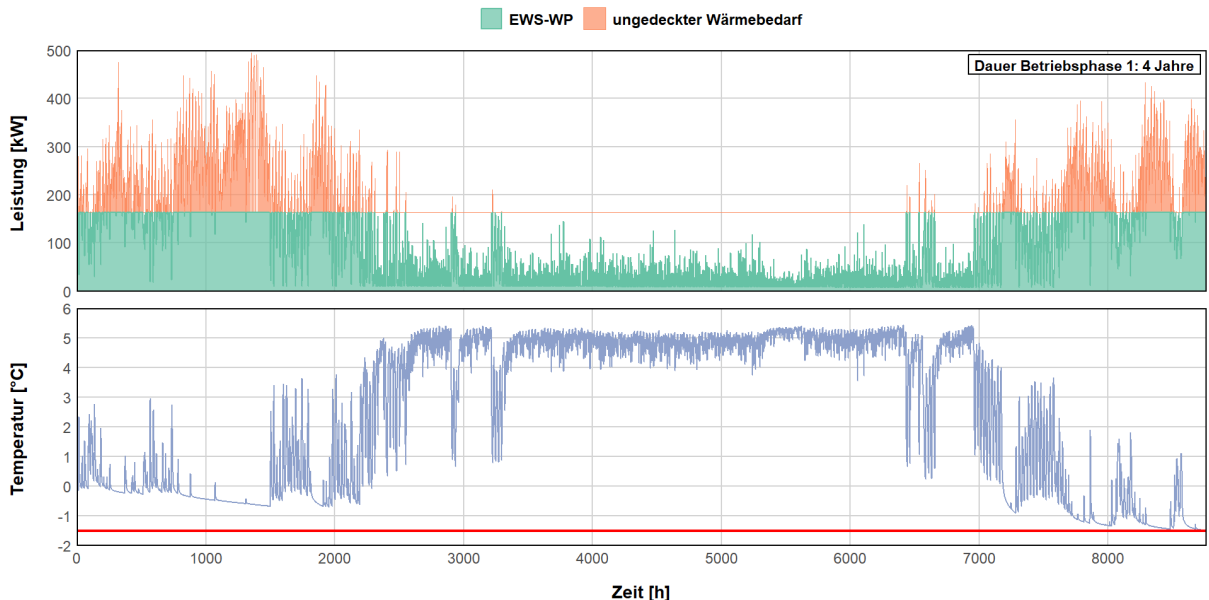


Abbildung 12. Oben: Anteil des Wärmebedarfs (69% beim Wärmebedarfsprofil 2), welcher in einer Übergangsphase mit einer Dauer von vier Jahren durch die EWS-WP bereitgestellt werden kann (grün Kurve). Um einen höheren Deckungsgrad zu erreichen, wird durch die EWS keine Lastspitzen abgedeckt und nur zur Deckung von Bandlast genutzt. Der verbleibende Wärmeanteil, der nicht durch die EWS-WP gedeckt werden kann, ist in orange dargestellt. Unten: Verlauf der mittleren Soletemperatur im vierten Betriebsjahr. Die rote Linie ist die gemäss SIA 384/6:2021 [3] zulässige untere Temperaturgrenze, die nicht unterschritten werden darf.



Verglichen mit dem Betriebsfall der Abbildung 11 liegt die maximale mittlere Soletemperatur in Sommerhalbjahr beim Betriebsfall in Abbildung 12 rund 4 K tiefer. Zusätzlich sinkt die Temperatur der Sole bei den Lastspitzen während den Betriebsstunden 2'912 und 3'223 deutlich stärker ab, da ein grösserer Leistungsanteil durch die EWS gedeckt wird.

Basierend auf diesen Ergebnissen wurde untersucht, wie sich der Deckungsgrad in der Übergangsphase verhält, wenn die Entzugsleistung begrenzt wird und das EWS-Feld nur Bandlast bereitstellt. Der Deckungsgrad, welcher mit dem angepassten Betriebsmodus erreicht wird, ist in Abbildung 13 (gestrichelten Linien) dargestellt. Verglichen mit dem Betriebsmodus, bei dem die EWS einen prozentualen Anteil des absoluten Wärmebedarfs (sowohl Spitzenlast als auch Grundlast, durchgezogenen Linien) liefern, wird ein deutlich höherer Deckungsgrad erreicht. Beim Wärmebedarfsprofil 1 liegt der Deckungsgrad beim Bandlastbetrieb zwischen 10 und 15% höher. Beim Wärmebedarfsprofil 2 liegt der Deckungsgrad beim Bandlastbetrieb zwischen 15 und 25% höher. Dieser Unterschied lässt sich auf die grösseren Lastspitzen des Wärmebedarfsprofil 2 zurückführen, welche im Bandlastbetrieb mehr geglättet werden. Der höchste Deckungsgrad wird mit einem konstanten bzw. komplett flachen Wärmebedarfsprofil (8'760 Volllaststunden) erreicht. Bei einer langen Übergangsphase (>8 Jahre) beträgt der Unterschied zu den Wärmebedarfsprofilen 1 und 2 (im Bandlastbetrieb) weniger als 10%. Bei einer kurzen Übergangsphase (<4 Jahre) fällt die Abweichung zu den Wärmebedarfsprofile 1 und 2 deutlich mit 10 bis 30% stärker aus.

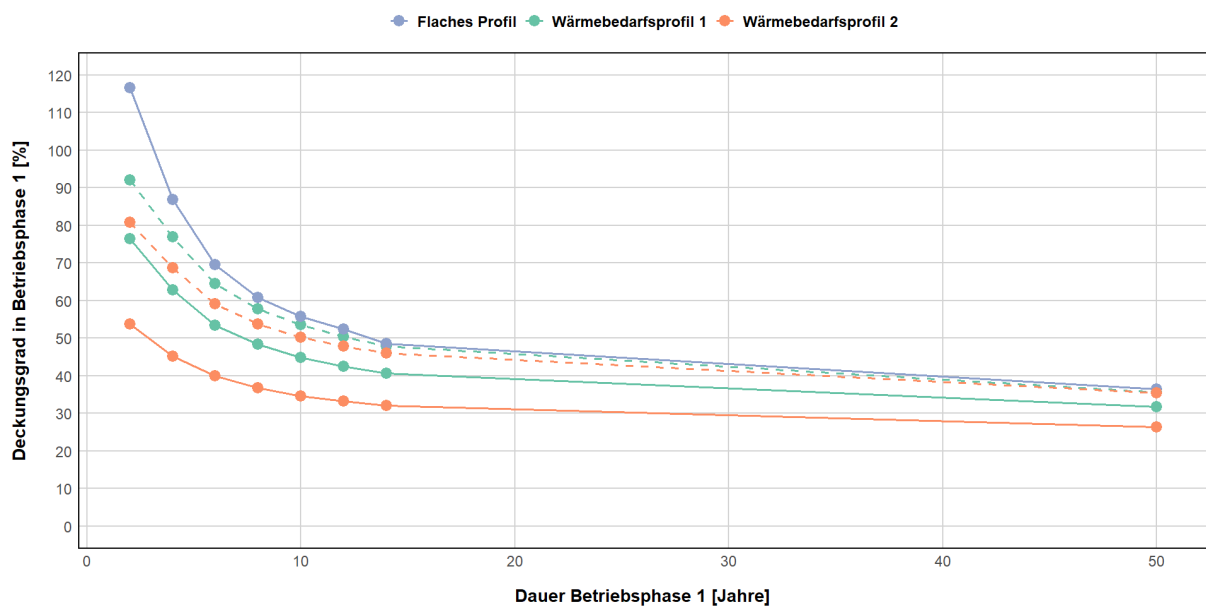


Abbildung 13: Anteil des totalen Wärmebedarfs, der bei maximalen Wärmeentzug während der Übergangsphase (Betriebsphase 1) durch das EWS-Feld bereitgestellt werden kann. Die Simulationen wurden für ein EWS-Feld mit 21 Sonden für das Wärmebedarfsprofil 1 und 2 ohne Kühlbedarf durchgeführt. Bei der durchgezogenen Linie decken die EWS sowohl Spitzenlast als auch Grundlast. Bei der gestrichelten Linie werden die EWS nur zur Bereitstellung von Grundlast verwendet. Als Vergleichswert wurde die Simulation zusätzlich für ein komplett flaches Wärmebedarfsprofil mit 8'760 Volllaststunden durchgeführt.

Erste Erkenntnisse: Werden grosse Lastspitzen durch das EWS-Feld abgedeckt, resultiert eine starke Abkühlung des sondennahen Erdreichs. Die kurzfristige Überlastung der EWS ist deshalb durch die Entzugsleistung limitiert. Sogar bei einer kurzen Übergangsphase von lediglich zwei Jahren kann der Wärmebedarf nicht vollständig durch die EWS bereitgestellt werden.



2.6. Resultate: Verhalten EWS-Überlastung bei Regeneration

In weiteren Simulationen wurde der Einfluss der Anzahl Sonden sowie der Effekt der Regeneration durch einen sommerlichen Kühlbedarf untersucht. Die Untersuchung wurde nur mit dem Wärmebedarfsprofil 1 durchgeführt, da es als repräsentativer erachtet wurde. In den Simulationen wurden die EWS nur zur Deckung von Bandlast eingesetzt. Der Kühlbedarf wurde mittels Free-Cooling über die EWS bereitgestellt. Der erzielte Wärmedeckungsgrad in der Übergangsphase ist in Abbildung 14 illustriert. Die Simulationsergebnisse für die Variante ohne Kühlbedarf (rot) zeigen, dass bei einer kurzen Übergangsphase (< 10 Jahre) mit mehr Sonden ein deutlich höherer Deckungsgrad erzielt werden kann. Diese Beobachtung steht im Einklang mit der Erkenntnis, dass die Überlastung der EWS vor allem durch die Entzugsleistung limitiert ist. Die wirksame Kontaktfläche zwischen den Sonden und dem Erdreich skaliert mit der Anzahl der Sonden. Bei hohen Entzugsleistungen wird insbesondere das sondennahe Erdreich stark beansprucht. Durch eine grössere Anzahl an Sonden kann mit mehr Erdvolumen in unmittelbarer Nähe der Sonden interagiert werden, wodurch sich die thermische Belastung besser verteilt. Infolgedessen lässt sich die totale Entzugsleistung durch zusätzliche Sondenmeter erhöhen.

Bei einer Auslegung auf 50 Betriebsjahre sind die Unterschiede zwischen den untersuchten EWS-Feldern ohne Sondenregeneration wesentlich geringer. Der Vorteil eines dichteren EWS-Feldes mit geringerem Sondenabstand liegt – im reinen Heizfall – daher hauptsächlich in der Erhöhung der maximalen Entzugsleistung.

Wird eine Regeneration der Sonden mittels Free-Cooling im Sommer berücksichtigt, steigt der Deckungsgrad beim EWS-Feld mit 21 Sonden deutlich an. Zudem zeigt sich, dass mit zunehmendem Kühlbedarf ein höherer Wärmedeckungsgrad erreicht werden kann. Beim EWS-Feld mit 8 Sonden ist der Effekt des Free-Coolings hingegen weniger stark ausgeprägt. Dies liegt daran, dass das zugrunde liegende Kühlbedarfsprofil nur wenige Volllaststunden aufweist und daher hohe Kühlleistungen erfordert. Da die Kühlung über Free-Cooling bereitgestellt wird, ist die verfügbare Kühlleistung jedoch begrenzt und die absolute Kühlleistung kann nicht erbracht werden. Die gelieferte Kühlenergie im ersten und letzten Betriebsjahr der Übergangsphase ist in Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt. Es zeigt sich, dass das EWS-Feld mit 8 Sonden im ersten Betriebsjahr unabhängig vom Kühlbedarfsprofil nie mehr als 100 MWh Kühlenergie pro Jahr liefern kann. Durch die fortschreitende Abkühlung des Erdreichs steigt mit zunehmender Betriebsdauer der Anteil des gedeckten Kühlbedarfs an, er liegt jedoch in allen Fällen unter 150 MWh/a.

Analog zur Entzugsleistung im Heizfall hängt auch die mögliche Kühlleistung massgeblich von der Kontaktfläche zwischen Erdreich und Sonden ab. Mit 21 Sonden kann folglich deutlich mehr Wärme an das Erdreich abgeführt werden als mit 8 Sonden. Dennoch zeigt sich, dass selbst bei einem EWS-Feld mit 21 Sonden bei einem hohen Kühlbedarf Free-Cooling zur Kühlung nicht ausreichend ist.

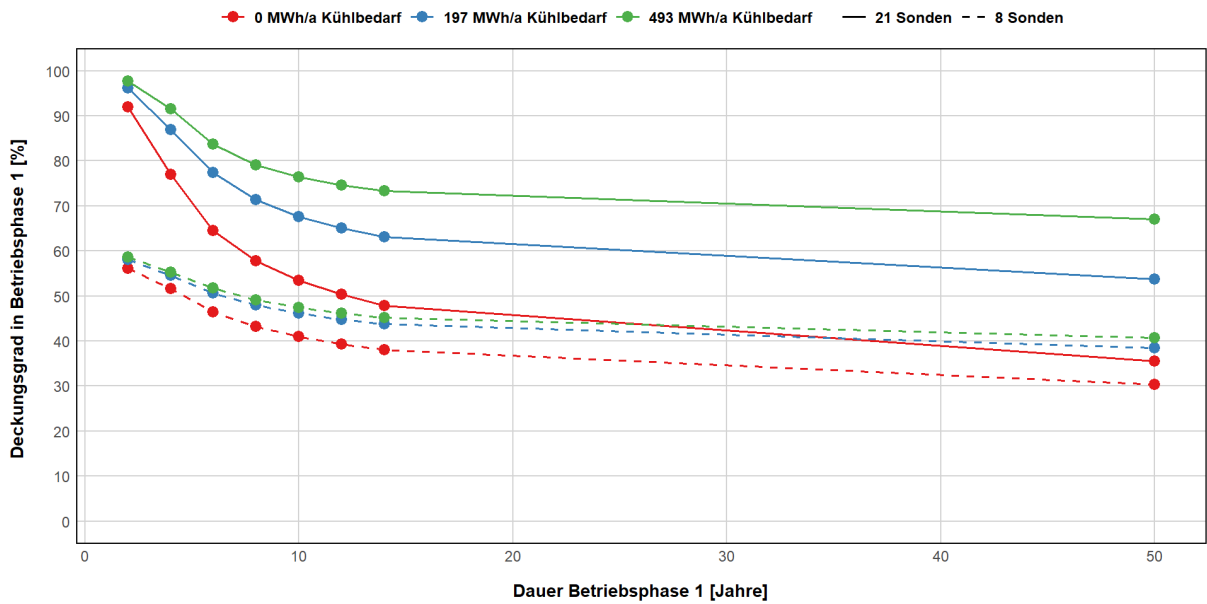


Abbildung 14: Anteil des totalen Wärmebedarfs welcher durch die EWS bei maximalen Wärmeentzug (Grundlastbetrieb) in der Übergangsphase (Betriebsphase 1) bereitgestellt werden kann. Die Simulationen wurden für ein EWS-Feld mit 21 Sonden (durchgezogene Linie) und ein EWS-Feld mit 8 Sonden (gestrichelte Linie) durchgeführt. In allen Fällen wurde das Wärmebedarfsprofil 1 für die Simulation verwendet. Der sommerliche Kühlbedarf wurde mittels Free-Cooling bereitgestellt und konnte daher nicht in allen Fällen vollständig gedeckt werden.

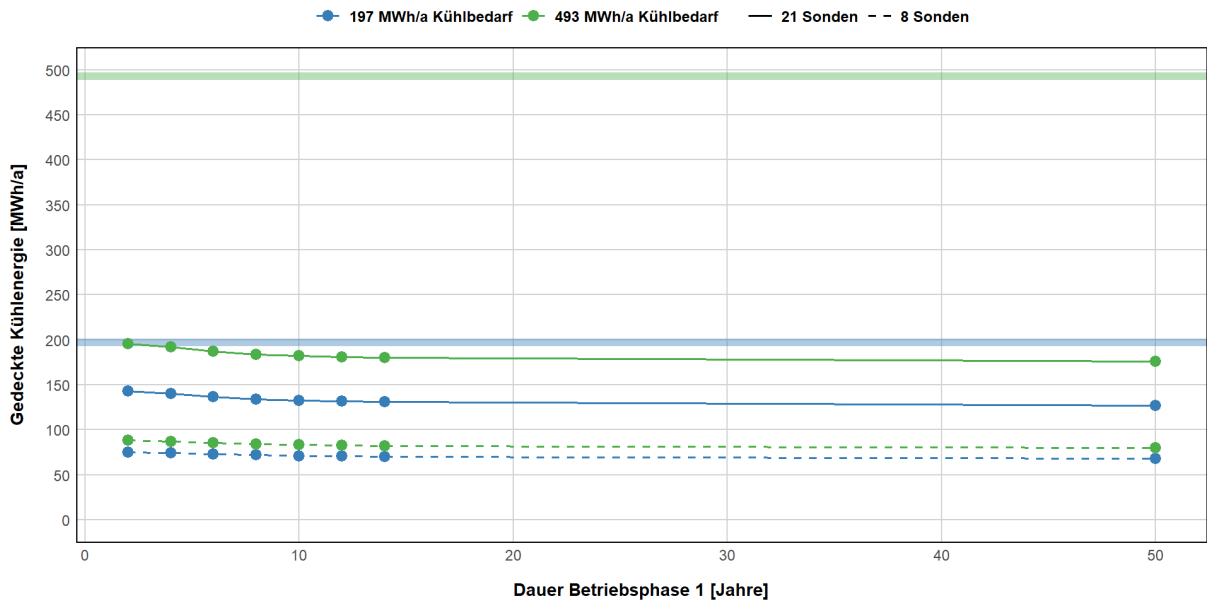


Abbildung 15: Absolute Kühlenergie die im ersten Betriebsjahr der Übergangsphase mittels Free-Cooling bereitgestellt werden kann. Die Simulationen wurden für ein EWS-Feld mit 21 Sonden (durchgezogene Linie) und ein EWS-Feld mit 8 Sonden (gestrichelte Linie) durchgeführt. Der totale, angestrebte Kühlbedarf wird durch die horizontalen Linien abgebildet.

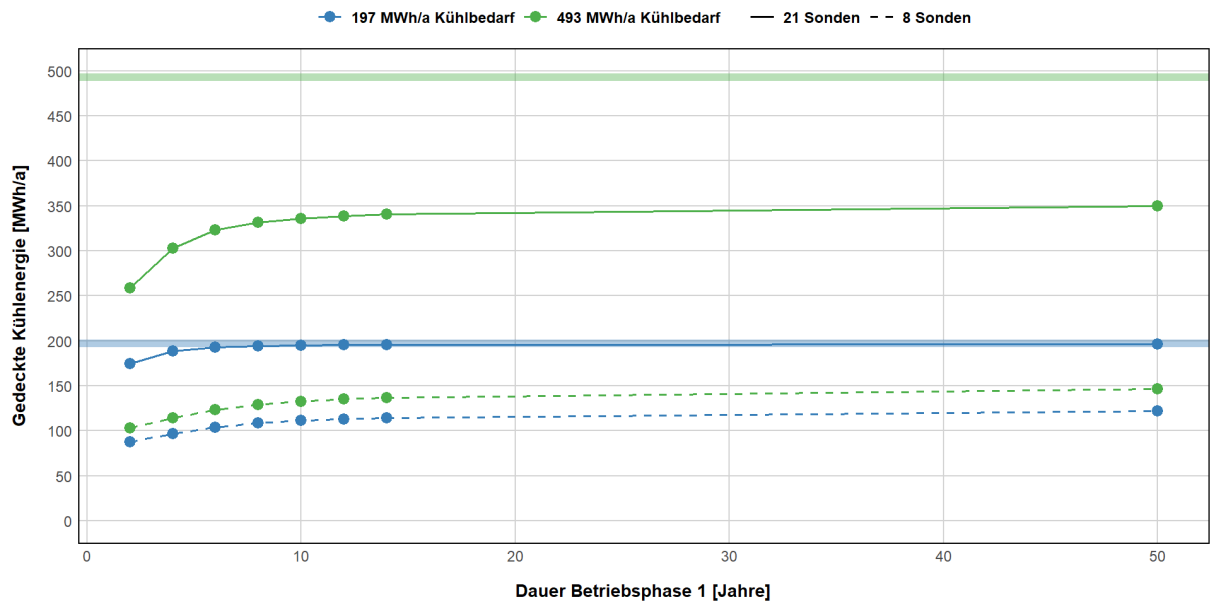


Abbildung 16: Absolute Kühlenergie, die im letzten Betriebsjahr der Übergangsphase mittels Free-Cooling bereitgestellt werden kann. Die Simulationen wurden für ein EWS-Feld mit 21 Sensen (durchgezogene Linie) und ein EWS-Feld mit 8 Sensen (gestrichelte Linie) durchgeführt. Der totale, angestrebte Kühlbedarf wird durch die horizontalen Linien abgebildet.



2.7. Resultate: Spitzenlastdeckung Betriebsphase 2

In der zweiten Betriebsphase (d.h. nach Anschluss des Mikroverbundes an das Fernwärmenetz) werden die EWS zur Bereitstellung von Spitzenlast eingesetzt. Die Grundlast wird über das Seewärmenetz bereitgestellt. Für die Simulationen wurden die verwendeten Wärmebedarfsprofile in zwei Leistungsanteile unterteilt:

- **Grundlast:** Alle Bedarfsanteile unterhalb von 50 % der maximalen Wärmebedarfsleistung
- **Spitzenlast:** Alle Bedarfsanteile oberhalb von 50 % der maximalen Wärmebedarfsleistung

Die unterteilten Wärmebedarfsprofile sind in Abbildung 17 (Profil 1) und Abbildung 18 (Profil 2) dargestellt. Der maximale Wärmeleistungsbedarf des Spitzen- resp. Grundlastprofils 1 liegt jeweils bei 169 kW. Das Spitzenlastprofil 1 weist 643 Volllaststunden auf, während die Anzahl Volllaststunden des Grundlastprofils 5'199 h beträgt.

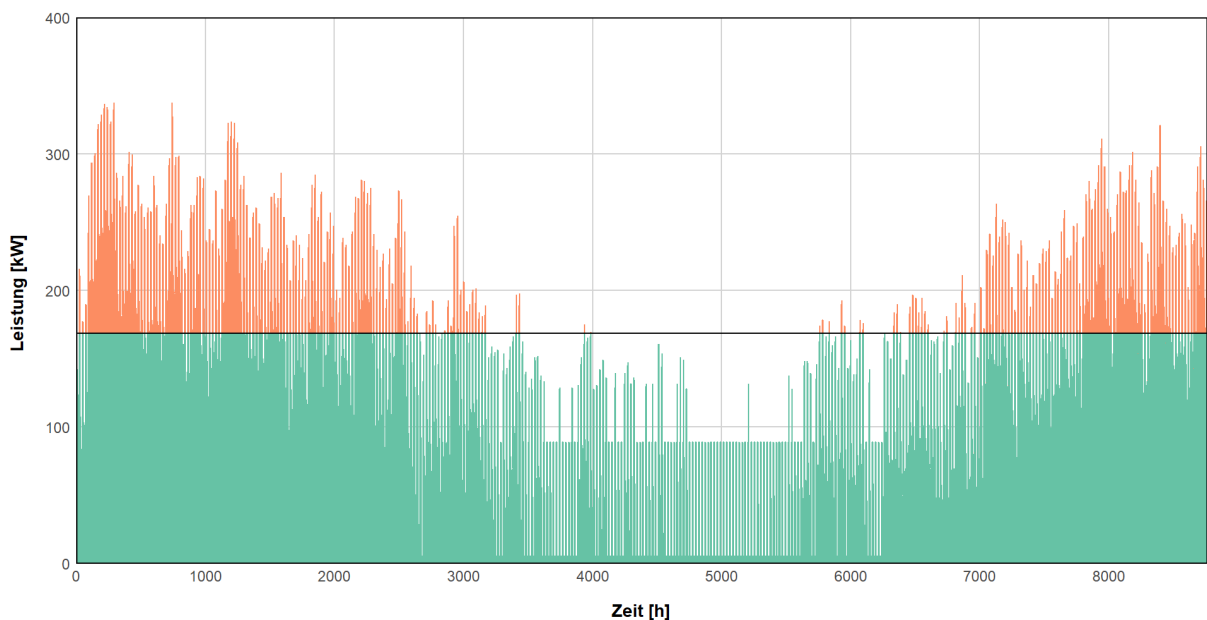


Abbildung 17: Wärmebedarfsprofil 1 unterteilt in Spitzenlast (orange) und Grundlast (grün).



Bei der Unterteilung des Wärmebedarfsprofils 2 ergibt sich ein Grundlastprofil mit einem maximalen Wärmebedarfsleistung von 278 kW und 3'340 Volllaststunden. Das Spitzenlastprofil 2 hat bei der gleichen maximalen Wärmebedarfsleistung lediglich 207 Volllaststunden.

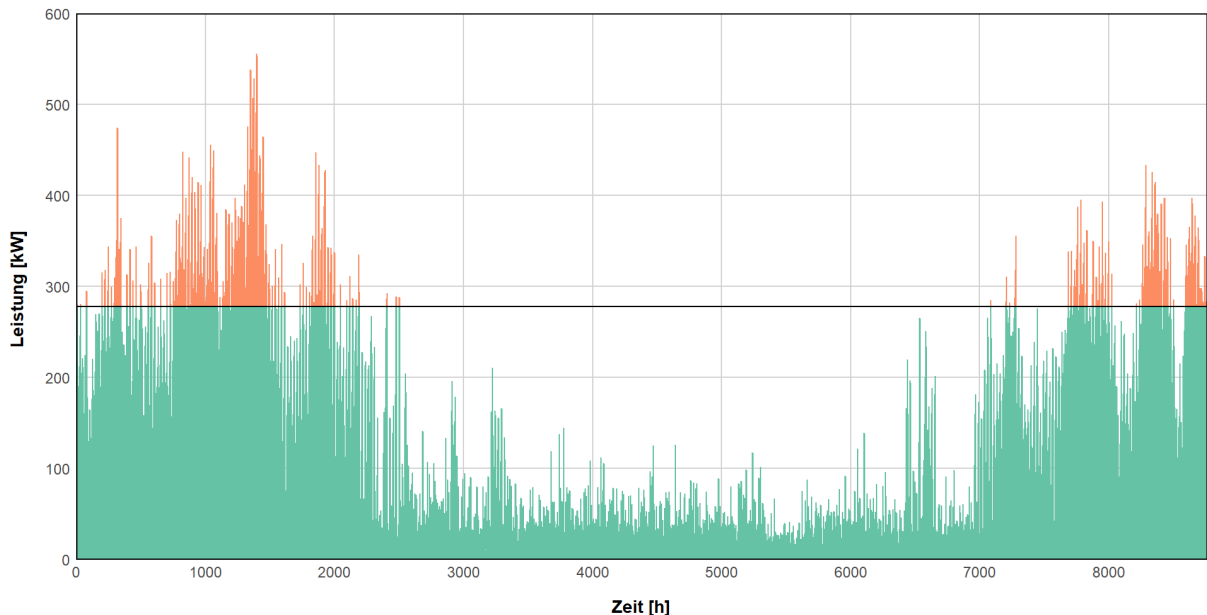


Abbildung 18: Wärmebedarfsprofil 2 unterteilt in Spitzenlast (orange) und Grundlast (grün).

In den Simulationen wurde untersucht, welcher Anteil des definierten Spitzenlastprofils unter den verschiedenen Randbedingungen durch die EWS nach der Überlastung in der Übergangsphase gedeckt werden kann.

Die Resultate für ein EWS-Feld mit 21 Sonden und den Wärmebedarfsprofilen 1 und 2 ohne Kühlbedarf sind in Abbildung 19 abgebildet. Bei einem Deckungsgrad von 100% (oder mehr) kann der Spitzenlastbedarf – für einen Leistungsanteil von 50% – vollständig gedeckt werden. Liegt der Deckungsgrad unter 100%, kann nur ein prozentualer Anteil des Spitzenlastbedarfs durch das EWS-Feld bereitgestellt werden. Als Referenz für die Degradation während der Übergangsphase wurde zusätzlich ein reiner Spitzenlastbetrieb in Betriebsphase 2 untersucht (Dauer der Übergangsphase = 0 Jahre). Bei den anderen Datenpunkten wurde die EWS vorgängig in der Übergangsphase im Grundlastbetrieb maximal überlastet.

Wird das EWS-Feld nur in der Betriebsphase 2 betrieben (null Jahre Betrieb in der Übergangsphase), kann unabhängig vom Wärmebedarfsprofil der Spitzenlastbedarf vollständig durch den Mikroverbund gedeckt werden. Die überschüssige Kapazität zur Bereitstellung von Spitzenlast kann genutzt werden, um das Seewärmenetz durch antizyklisches Verhalten zusätzlich zu entlasten. Das Konzept des antizyklischen Verhaltens ist in Abbildung 20 illustriert (bezogen auf das Wärmebedarfsprofil 1) und sieht vor, beim Auftreten von Lastspitzen den Wärmebezug aus dem Seewärmenetz zu drosseln und über die EWS zu decken. Durch das kurzzeitige Drosseln des Bezugs aus dem Seewärmenetz bei Auftreten von Lastspitzen kann die frei gewordene Netzkapazität für die Versorgung anderer Bezüger im Wärmenetz genutzt werden.

Werden die EWS vor dem Anschluss an das Seewärmenetz zur Wärmeversorgung in der Übergangsphase genutzt und gezielt überlastet, sinkt die Kapazität zur Bereitstellung von Spitzenlast in der Betriebsphase 2 (siehe Abbildung 19). Dabei steigt die Degradierung der EWS mit zunehmender Dauer der Übergangsphase. Im Fall des Wärmebedarfsprofil 1 sinkt der Spitzenlast-Deckungsgrad von 153% (kein Betrieb in der Übergangsphase) auf 56% (14 Jahre Betrieb in der Übergangsphase). Beim Wärmebedarfsprofil 2 reduziert sich der Spitzenlast Deckungsgrad von 124% (kein Betrieb in der Übergangsphase) auf 43% (14 Jahre Betrieb in der Übergangsphase). Die höhere Kapazität zur Deckung



von Spitzenlast beim Wärmebedarfsprofil 2 lässt sich auf die höhere Anzahl Volllaststunden des Bedarfsprofils zurückführen.

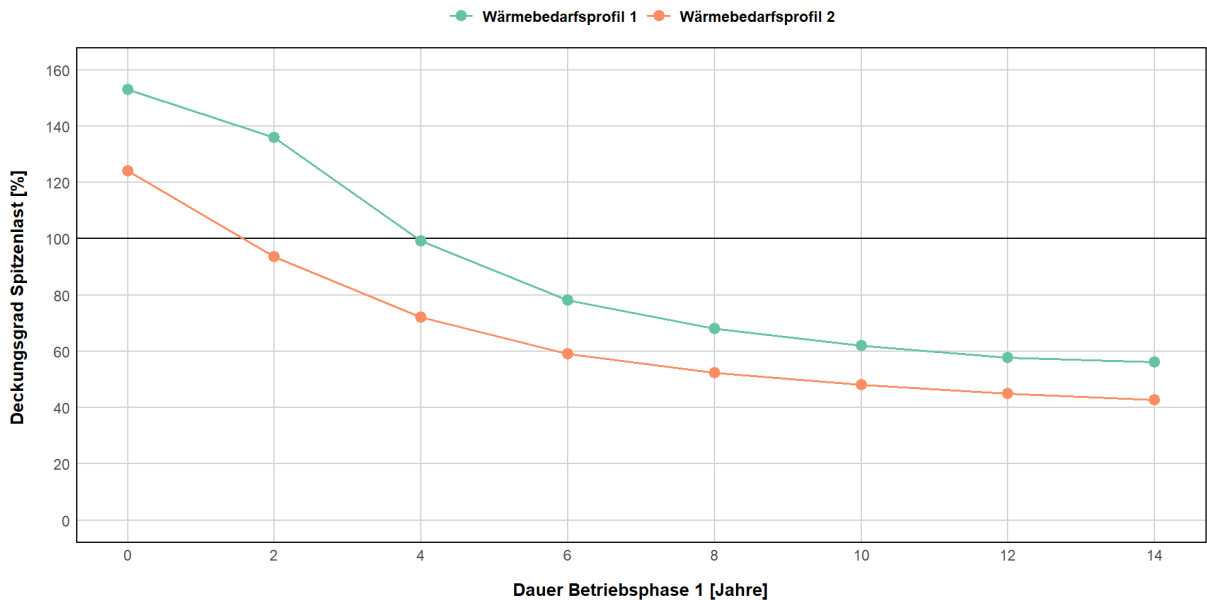


Abbildung 19: Anteil des Spitzenlastprofils, welcher durch die EWS nach dem Betrieb in der Übergangsphase (maximaler Wärmeentzug im Grundlastbetrieb) in der Betriebsphase 2 bereitgestellt werden kann. Die Simulationen wurde für ein EWS-Feld mit 21 Sonden für das Wärmebedarfsprofil 1 und 2 ohne Kühlbedarf durchgeführt.

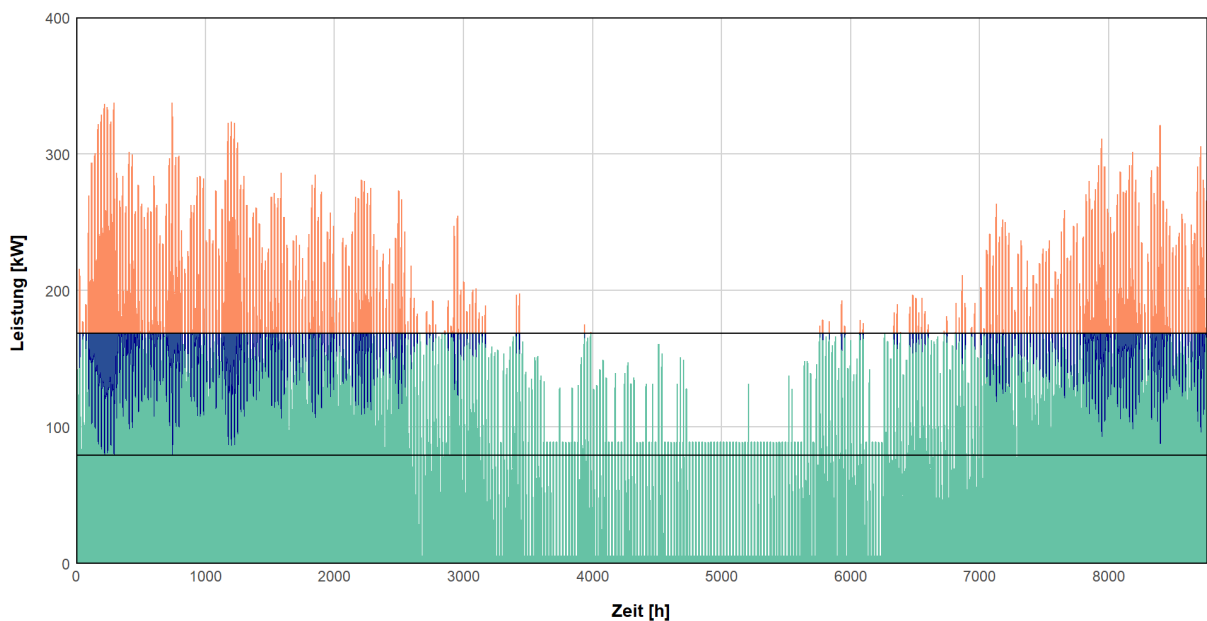


Abbildung 20: Kann das EWS-Feld mehr Spitzenlast (orange) bereitstellen als die Netzteilnehmer benötigen, so kann das Fernwärmenetz durch antizyklisches Verhalten zusätzlich entlastet werden. Treten Lastspitzen im Netz auf, wird ein Teil des Grundlastprofils durch die EWS bereitgestellt (blau), wodurch sich die Kapazität des Netzes erhöht.



Neben dem Einfluss des Wärmebedarfsprofils auf die Kapazität zur Deckung von Spitzenlast in der Betriebsphase 2 wurde der Effekt einer Sondenregeneration mittels Free-Cooling sowie der Einfluss der Anzahl Sonden untersucht. Die Resultate der Untersuchung für das Wärmebedarfsprofil 1 sind in Abbildung 21 dargestellt. Die Simulationsergebnisse für die Variante ohne Kühlbedarf (rot) zeigen, dass bei einer kurzen Übergangsphase (<6 Jahre) mit mehr Sonden deutlich mehr Spitzenlast bereitgestellt werden kann. Bei einer längeren Übergangsphase nimmt die Differenz ab.

Die Sondenregeneration mittels Free-Cooling führt beim EWS-Feld mit 21 Sonden zu einer markanten Steigerung des Deckungsgrads für Spitzenlast. Bei einem Kühlbedarf von 493 MWh kann auch bei einer Übergangsphase von 14 Jahren die Spitzenlast in der Betriebsphase 2 vollständig durch die EWS gedeckt werden. Beim EWS-Feld mit 8 Sonden ist der Effekt aufgrund der tiefen Kühlkapazität im Sommer sehr klein.

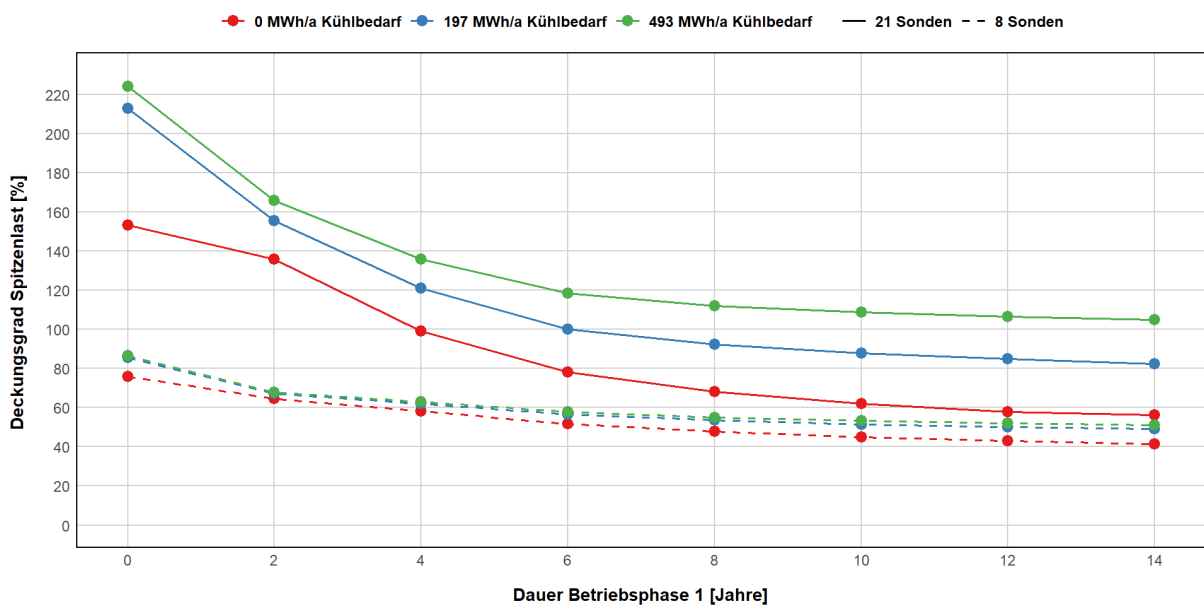


Abbildung 21: Anteil des Spitzenlastprofils, welcher durch die EWS nach dem Betrieb in der Übergangsphase (maximaler Wärmeentzug) in der Betriebsphase 2 bereitgestellt werden kann. Die Simulationen wurden für ein EWS-Feld mit 21 Sonden (durchgezogene Linie) und ein EWS-Feld mit 8 Sonden (gestrichelte Linie) durchgeführt. In allen Fällen wurde das Wärmebedarfsprofil 1 für die Simulation verwendet. Der sommerliche Kühlbedarf wurde mittels Free-Cooling bereitgestellt und konnte daher nicht in allen Fällen vollständig gedeckt werden.



2.8. Wirtschaftlichkeitsanalyse

Neben der technischen Machbarkeit wurde in der ersten Projektphase einen starken Fokus auf die Wirtschaftlichkeit des Konzepts gelegt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde die ökonomische Auswertung nur für das EWS-Feld mit 21 Sonden in Verbindung mit dem Wärmebedarfsprofil 1 (ohne Kühlbedarf) durchgeführt.

Der Mikroverbund wird in zwei Betriebsphasen betrieben. In der Übergangsphase (Betriebsphase 1) stellen die EWS Bandlast bereit, während in der Betriebsphase 2 die Spitzenlast über die EWS gedeckt wird. Die bereitgestellte Wärme muss deshalb je nach Betriebsphase mit unterschiedlichen Preisen bewertet werden.

In der Übergangsphase ersetzt die bereitgestellte Bandlast Wärme, die ansonsten durch eine Gasheizung erzeugt würde. Werden vereinfacht sowohl die **CO₂ Einsparungen** als auch der **Effekt der Kundenbindung nicht berücksichtigt**, ist der Preis der Bandlast direkt mit dem Energiepreis von Erdgas zu vergleichen. Bei einem Erdgaspreis von 12 Rp./kWh (siehe Tabelle 3) und einem angenommenen Wirkungsgrad des Gasheizkessels von 90% ergibt sich daraus ein Vergleichspreis von 13.3 Rp./kWh. Dieser Preis repräsentiert lediglich die reinen Brennstoffkosten und berücksichtigt notwendige Investitionen (Kessel- und Kaminanlage etc.) nicht – dies wird dadurch gerechtfertigt, dass es sich bei den verwendeten Heizkesseln um bestehende Infrastruktur handelt.

Die Kosten für den Wärmebezug aus dem Seewärmenetz wurden anhand des ewz Tarifmodells des Wärmeverbunds Seefeld (im Internet öffentlich einsehbar [8]) ermittelt. Der Preis setzt sich in diesem Tarifmodell aus einer Anschlussgebühr (einmalig), einem leistungsabhängigen Grundpreis (jährlich) sowie einem Energiepreis zusammen. Die resultierenden Kosten (ausgewertet für das Wärmebedarfsprofil 1) sind in der Tabelle 1 aufgelistet. Wird die Anschlussgebühr in eine jährliche Annuität umgerechnet (4'728 CHF/a, Zinssatz: 3%, Nutzungsdauer: 50 Jahre) ergibt sich ein Wärmepreis von 23.3 Rp./kWh.

Tabelle 1: Tarifmodell Seewärmenetz Seefeld (ewz) ausgewertet für das Wärmebedarfsprofil 1

	Tarifmodell	Wärmebedarfsprofil 1	Resultierender Preis
Anschlussgebühr	leistungsabhängig	338 kW	121'000 CHF
Grundpreis	233 CHF/kW/a	338 kW	78'754 CHF/a
Energiepreis	14.8 Rp./kWh	986'000 kWh/a	145'928 CHF/a

Die EWS stellen in der Betriebsphase 2 nur Spitzenlast bereit. Für einen gerechten Vergleich wurde deshalb ausgewertet, wie teuer der Bezug von Spitzenlast aus dem Seewärmenetz ist. Der ermittelte Wärmepreis für Spitzenlast und Grundlast – bezogen aus dem Seewärmenetz – ist in Abbildung 22 in Abhängigkeit zum Leistungsanteil der Grundlast illustriert. Beträgt der Leistungsanteil der Grundlast 0% ist das Lastprofil der Spitzenlast identisch zu dem zugrundeliegenden Wärmebedarfsprofil 1. Der Wärmepreis für Spitzenlast beträgt in diesem Fall 23.3 Rp./kWh.

In allen anderen Fällen wird das Wärmebedarfsprofil anhand des definierten Leistungsanteil geteilt. Wird der Leistungsanteil der Grundlast beispielsweise auf 30% gesetzt, gelten alle Leistungsanteile des Wärmebedarfsprofils unter der 30% Leistungsgrenze als Grundlast. Die verbleibenden Leistungsanteile oberhalb der 30% Leistungsgrenze werden als Spitzenlast definiert. Daraus ergibt sich ein Grundlastprofil und ein Spitzenlastprofil, welches beide über das Seewärmenetz gedeckt werden. Der resultierende Wärmepreis beim Bezug aus dem Netz liegt in diesem Fall (Leistungsanteil Grundlast 30%) bei 31.4 Rp./kWh für Spitzenlast und bei 18.7 Rp./kWh für Grundlast. Werden die Wärmepreise mit den jeweiligen energetischen Anteilen (64.4% Grundlast, 35.6% Spitzenlast) multipliziert, ergibt sich der ursprüngliche Wärmepreis von 23.3 Rp./kWh. Es geht hierbei also nur um die Aufteilung der Kosten zwischen Grundlast und Spitzenlast.



Die Volllaststunden des Spitzenlastprofils nehmen mit zunehmendem Leistungsanteil der Grundlast ab, wodurch beim Spitzenlastprofil das Verhältnis Anschlusskosten (Grundpreis + Anschlussgebühr) zu bezogener Energiemenge ansteigt. Dadurch erhöht sich mit zunehmendem Leistungsanteil der Grundlast der Wärmepreis für Spitzenlast.

Wird der Leistungsanteil des Grundlastprofils wie in den Simulationen in Kapitel 2.7 auf 50% gesetzt, liegt der Wärmepreis beim Bezug aus dem Netz bei 53.2 Rp./kWh für Spitzenlast und bei 19.6 Rp./kWh für Grundlast.

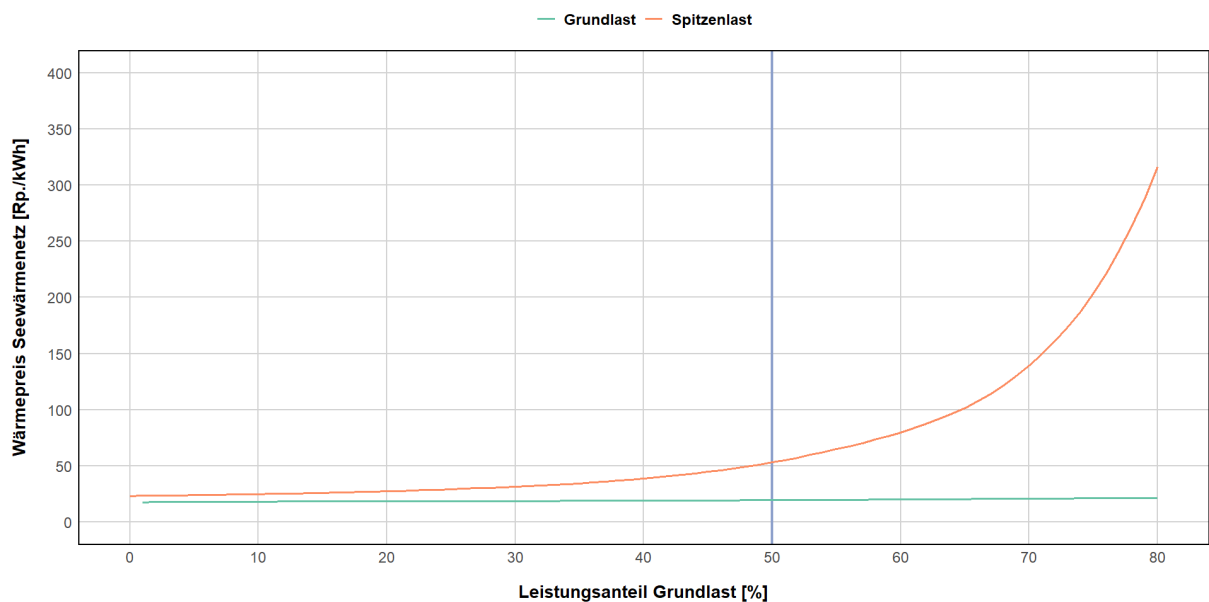


Abbildung 22: Wärmepreis gemäss Tarifmodell des Seewärmenetzes Seefeld (ewz) ausgewertet für das Wärmebedarfsprofil 1. Der Wärmepreis wurde getrennt für Grundlast und Spitzenlast berechnet. Der Leistungsanteil der Grundlast wurde dabei als Eingabeparameter variiert und bildet die Variable auf der x-Achse. Die resultierenden Gesamtkosten (Grundlast + Spitzenlast) sind unabhängig vom Leistungsanteil der Grundlast. Bei einem Grundlast Leistungsanteil von 50% ergeben sich 19.6 Rp./kWh Grundlast und 53.2 Rp./kWh Spitzenlast.

Die Investitionskosten für die Erstellung des Mikroverbundes sind in der Tabelle 2 aufgeführt. In den Kosten enthalten sind: das EWS-Feld, die EWS-WP + Ersatz nach 25 Betriebsjahren (inkl. Armaturen, Apparate, Rohrleitungen, Dämmung, Heizungsspeicher, Transport und Montage und elektrische Erschliessung), EWS-Zentrale (Gebäude inkl. Erschliessung) sowie das Verteilnetz. Bei dem Verteilnetz handelt es sich um Infrastruktur, welche sowohl durch den Mikroverbund als auch durch das Seewärmenetz genutzt wird. Die totalen Kosten für die Erstellung des Verteilnetzes (274'000 CHF, exkl. Planungskosten) werden deshalb anteilmässig in Bezug auf die maximale Wärmeleistung und Nutzungsdauer verteilt. Das Verteilnetz wird bereits in der Übergangsphase erstellt, aber erst in der 2. Betriebsphase durch das Seewärmenetz genutzt. Deshalb wird in der Übergangsphase die jährliche Annuität für die Erstellung des Verteilnetzes vollständig durch den Mikroverbund getragen. In der Betriebsphase 2 wird dagegen die jährliche Annuität anteilmässig in Bezug auf die maximale Wärmeleistung verteilt. Der Planungsaufwand wird mit 15% der totalen Investitionskosten berücksichtigt. Zusätzlich wird für die Nutzung des Baulands zur Erstellung der EWS-Zentrale 5'000 CHF/m² eingerechnet.



Tabelle 2: Investitionskosten

Dauer Übergangsphase	Leistung EWS-WP	Kosten EWS-WP ⁽¹⁾	Kosten (nach 25 Jahren) Ersatz EWS-WP inkl. Planung ⁽²⁾	Kosten EWS-Feld ⁽¹⁾	Kosten EWS-Zentrale ⁽³⁾	Kosten Verteilnetz (Anteil Mikroverbund) ⁽⁴⁾	Überwältzte Annuität Verteilnetz inkl. Planung (Übergangsphase) ⁽⁵⁾	Planungskosten	Kosten Bauland
[Jahre]	[kW]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF/a]	[CHF]	[CHF]
0	259	265'000	179'000	401'000	218'000	210'000	2'900	164'000	260'000
2	230	242'000	160'000	401'000	218'000	186'000	3'900	157'000	260'000
4	168	198'000	131'000	401'000	205'000	136'000	6'200	141'000	235'000
6	132	176'000	123'000	401'000	186'000	107'000	7'500	131'000	200'000
8	115	166'000	117'000	401'000	180'000	93'000	8'100	126'000	190'000
10	105	160'000	115'000	401'000	168'000	85'000	8'400	122'000	175'000
12	98	154'000	112'000	401'000	165'000	79'000	8'700	120'000	170'000
14	95	150'000	108'000	401'000	162'000	77'000	8'800	119'000	165'000

⁽¹⁾ Investitionskosten exkl. Planungskosten basierend auf dem Heizkostenvergleichsrechner der Hochschule Luzern. Die Kosten wurden auf Anregung durch das Bundesamt für Energie mit einem Faktor 1.3 nach oben korrigiert.

⁽²⁾ Kosten für den Ersatz der WP nach 25 Betriebsjahren inkl. Planungskosten basierend auf dem Heizkostenvergleichsrechner der Hochschule Luzern. Die Kosten wurden auf Anregung durch das Bundesamt für Energie mit einem Faktor 1.3 nach oben korrigiert.

⁽³⁾ Investitionskosten exkl. Planungskosten gemäss Anfrage bei Amrein Bau, korrigiert um den Faktor 2.0 nach oben auf Anregung durch das Bundesamt für Energie

⁽⁴⁾ Anteil der Investitionskosten für die Erstellung des Verteilnetzes basierend auf Angaben des EVU ewl

⁽⁵⁾ Anteil (Seewärmenetz) der jährlichen Annuität für die Erstellung des Verteilnetzes, welches in der Übergangsphase auf den Mikroverbund überwältzt wird.



Die jährliche Annuität wird basierend auf den Investitionskosten aus der Tabelle 2 und einem Zinssatz von 3% (siehe Tabelle 3) berechnet. Die Nutzungsdauer liegt bei 50 Jahren für die Komponenten EWS-Feld, EWS-Zentrale, Verteilnetz und bei 25 Jahren für die WP.

Tabelle 3: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Parameter	Wert	Einheit
Zinssatz	3	%
Nutzungsdauer EWS-Feld / Verteilnetz	50	Jahre
Nutzungsdauer EWS-WP	25	Jahre
Elektrizitätskosten	26.2	Rp./kWh
Jahresarbeitszahl EWS-WP	3	-
Erdgaspreis	12	Rp./kWh
Effizienz Gasheizkessel	90	%
Planungskosten (Anteil an Gesamtinvestition)	15	%



Die resultierenden Wärmegestehungskosten für die Bereitstellung von Spitzenlast in der Betriebsphase 2 sind in der Abbildung 23 dargestellt. Bei der Berechnung wurde die Bereitstellung von Bandlast in der Übergangsphase mit 13.3 Rp./kWh vergütet. Es zeigt sich, dass ohne Betrieb in der Übergangsphase die dezentrale Bereitstellung von Spitzenlast durch die EWS **bereits ohne Kühlbedarf** günstiger ist als der Spitzenlastbezug aus dem Seewärmenetz.

Werden die EWS in der Übergangsphase überlastet und zur Bereitstellung von Bandlast genutzt, steigen die Wärmegestehungskosten für Spitzenlast mit zunehmender Dauer an. Die Wärmegestehungskosten für Spitzenlast übersteigen bei der vorliegenden Betrachtung (kein Kühlbedarf, Bandlast in Übergangsphase mit 13.3 Rp./kWh vergütet), den Wärmepreis für Spitzenlast – bezogen aus dem Seewärmenetz – ab einer Übergangsphase von 4 Jahren.

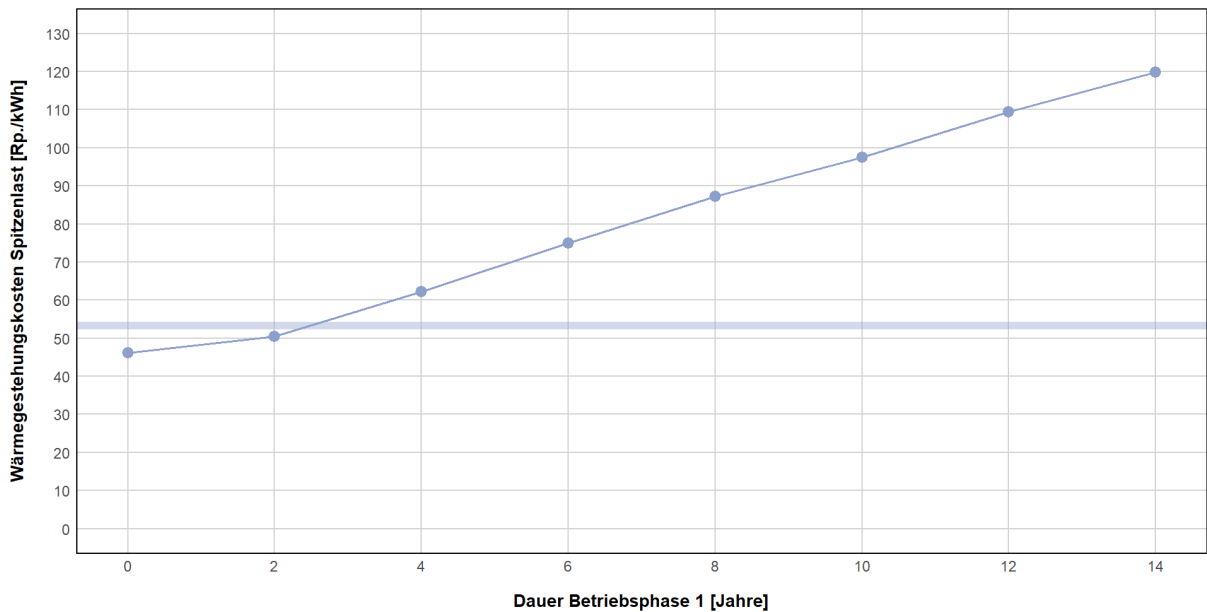


Abbildung 23: Wärmegestehungskosten für die Bereitstellung von Spitzenlast (Betriebsphase 2) durch das EWS-Feld in Abhängigkeit der Dauer der Übergangsphase. Die dargestellten Kosten basieren auf den Ergebnissen der Simulationen, welche für ein EWS-mit 21 Sonden und dem Wärmebedarfsprofil 1 ohne Kühlbedarf durchgeführt wurden. Eine Regeneration der Sonden durch das Seewärmenetz in der Betriebsphase 2 wurde nicht berücksichtigt. Die bereitgestellte Wärme in der Übergangsphase wurde mit 13.3 Rp./kWh vergütet. Die horizontale Linie bei 53.2 Rp./kWh stellt den Wärmepreis für Spitzenlast (Leistung Anteil Grundlast 30%) bezogen aus dem Seewärmenetz dar.

Der Anstieg der Wärmegestehungskosten für die Bereitstellung von Spitzenlast mit zunehmender Betriebsdauer der Übergangsphase kann auf mehrere Einflussfaktoren zurückgeführt werden. Die Wärmegestehungskosten $K_{\text{Spitzenlast}}$ lassen sich gemäss Gleichung (1) berechnen. Die Teuerungsfaktoren f_{Teuerung} hängen von der Dauer der Übergangsphase ab und sind in Abbildung 24 dargestellt.

Die Degradierung der EWS ist der Hauptverursacher der Kostensteigerung. Zusätzlich kann der Mikroverbund bei der vorliegenden Betrachtung (kein Kühlbedarf, Bandlast in Übergangsphase mit 13.3 Rp./kWh vergütet) in der Übergangsphase nicht kostendeckend betrieben werden. Das hat zur Folge, dass während der Übergangsphase die Schulden aufgrund der Erstinvestition ansteigen. Mit längerer Übergangsphase muss damit in Betriebsphase 2 in zunehmend kürzerer Zeit die totale Investition (plus angehäuften Schulden) amortisiert werden. Daraus ergibt sich ein höherer Annuitätsfaktor. Einen positiven Effekt auf die Wärmegestehungskosten hat die Reduktion der Investitionskosten, welche auf die reduzierte Auslegeleistung der Wärmepumpe zurückzuführen ist.

$$K_{\text{Spitzenlast}} = \frac{K_{\text{Elektrizität}}}{JAZ} + \left(K_{\text{Spitzenlast ohne Übergangsphase}} - \frac{K_{\text{Elektrizität}}}{JAZ} \right) \prod_{i=1}^n f_{\text{Teuerung}} \quad (1)$$

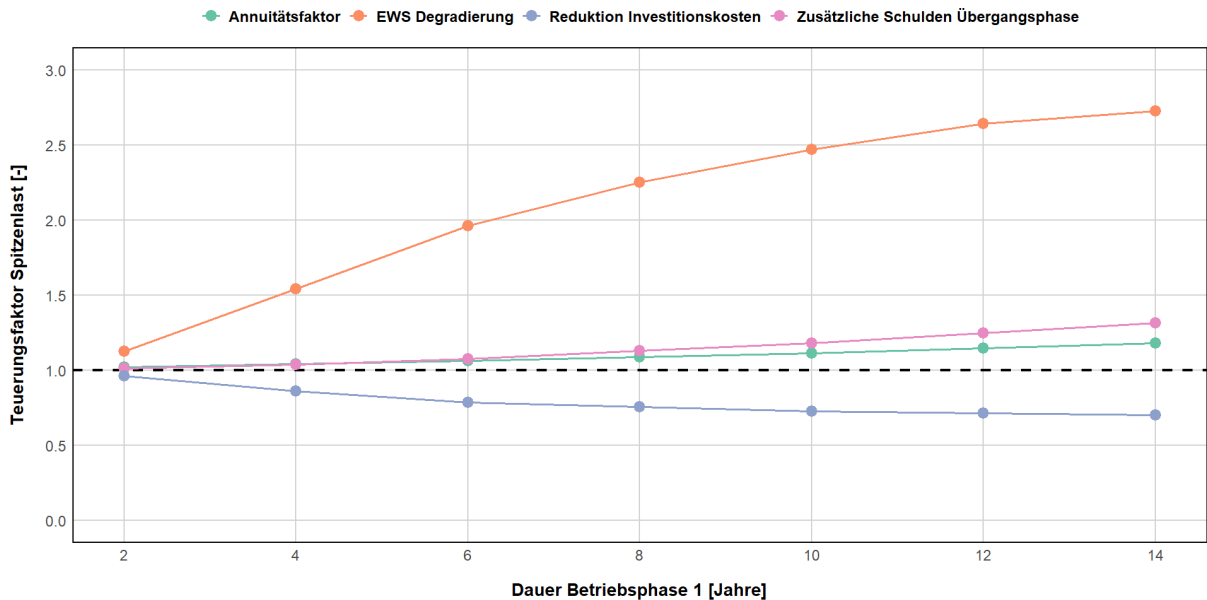


Abbildung 24: Auswertung, wie sich die Dauer der Übergangsphase auf die Wärmegestehungskosten für Spitzenlast in der Betriebsphase 2 auswirken. Die dargestellten Teuerungsfaktoren basieren auf den Ergebnissen der Simulationen, welche für ein EWS mit 21 Sonden und dem Wärmebedarfsprofil 1 ohne Kühlbedarf durchgeführt wurden. Eine Regeneration der Sonden durch das Seewärmenetz in der Betriebsphase 2 wurde nicht berücksichtigt. Die bereitgestellte Wärme in der Übergangsphase wurde mit 13.3 Rp./kWh vergütet.

Fazit:

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, dass die dezentrale Bereitstellung von Spitzenlast durch EWS ökonomisch sehr vorteilhaft sein kann. Die Degradierung der EWS aufgrund der Überlastung in der Übergangsphase reduziert die Wirtschaftlichkeit des Konzeptes jedoch massgebend. Ist eine Überlastung für die Reduktion der CO₂ Emissionen vorgesehen, ist es unerlässlich, die EWS für die Betriebsphase 2 zu regenerieren. Der Betrieb der EWS in der Übergangsphase ist unter den betrachteten Rahmenbedingungen nicht kostendeckend, ermöglicht jedoch die Bindung von zukünftigen Netzteilnehmern. Der Betrieb in der Übergangsphase muss daher auch als Investition in zukünftige Netzkunden gesehen werden. Könnte die EWS in der Übergangsphase zusätzlich zur Bereitstellung von Kühlung genutzt werden, steigt die Attraktivität eines Betriebs in der Übergangsphase.



2.9. Nächste Schritte

In der ersten Projektphase wurde das Konzept des Mikroverbundes ausgearbeitet und das Potenzial einer Überlastung des EWS-Feldes sowie dessen Fähigkeit zur Bereitstellung von Spitzenlast ermittelt. In der zweiten Projektphase soll nun, aufbauend auf diesen Erkenntnissen, durch eine optimierte Betriebsweise und eine verbesserte Dimensionierung die ökonomische Attraktivität des Systems weiter gesteigert werden.

Ein Untersuchungsschwerpunkt liegt dabei auf der optimalen Aufteilung des Wärmebedarfsprofils in Grund- und Spitzenlast. Es ist zu analysieren, bei welchem Leistungsanteil die Teilung des Wärmebedarfs erfolgen sollte, um die gesamten Wärmegestehungskosten zu minimieren. Ergänzend dazu muss der Nutzen der Kühlung quantifiziert und in zukünftige Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen integriert werden.

Weiterhin ist zu untersuchen, wie eine mögliche Überlastung des EWS während der Übergangsphase nach dem Anschluss an das Seewärmenetz kompensiert werden kann oder inwiefern durch einen moderateren Betrieb die Degradation des Sondenfeldes reduziert werden kann. Zur weiteren Steigerung der Wirtschaftlichkeit ist zudem zu prüfen, ob die Anzahl der Sonden reduziert werden kann, beispielsweise durch den Einsatz eines thermischen Speichers oder durch ein gezieltes „Aufladen“ der EWS durch das Seewärmenetz während des Grundlastbetriebs im Winterhalbjahr.

Um die Optimierung des Systems belastbar zu bewerten, ist zudem eine tiefergehende Betrachtung der Kosten erforderlich. Deshalb soll in einem nächsten Schritt gemeinsam mit dem Projektpartner Amstein + Walthert eine detailliertere Untersuchung der Kosten durchgeführt werden.



3 Suburbane Gebiete geringer Energiedichte

Die Untersuchung zu Gebieten geringer Energiedichte wurde anhand des Fallbeispiels Horw untersucht. Verfolgt man das Ziel einer langfristig vollständig erneuerbaren Wärmeversorgung, so stellen sich Fragen zur optimalen Nutzung bestehender Netzinfrastruktur. Deshalb soll untersucht werden, wie durch den Aufbau von Mikronetzen auch der Anschluss kleinerer Gebäude ermöglicht werden kann. Als Fallbeispiel dient das bestehende Seewasserverbund in Horw/Kriens.

3.1. Ausgangslage

Die Ausgangslage im Fallbeispiel Horw ist leicht anders gelagert als beim Fallbeispiel Luzern. In Horw steht die fossilfreie Wärmebereitstellung im Fokus (Kühlung ist nachgelagert). Zudem steht mit dem Seewasserverbund kalte Umweltwärme zur Verfügung. Diese kann individuell (oder zentral) via Wärmepumpen zu Nutzwärme veredelt werden. Im Konzessionsvertrag der Gemeinde Horw ist vorgesehen, dass ein Anschluss an den Seewärmeverbund als Energiequelle durch den Betreiber (ewl) angeboten werden kann. Die ewl bietet als Standardlösung die vollständige Lieferung von Nutzwärme an (vgl. Abbildung 25). Die Akquise geeigneter Quartierzentralen stellt hierbei eine grosse Herausforderung für EVUs dar und ist hinsichtlich zeitlichen und personellen Aufwands kritisch.

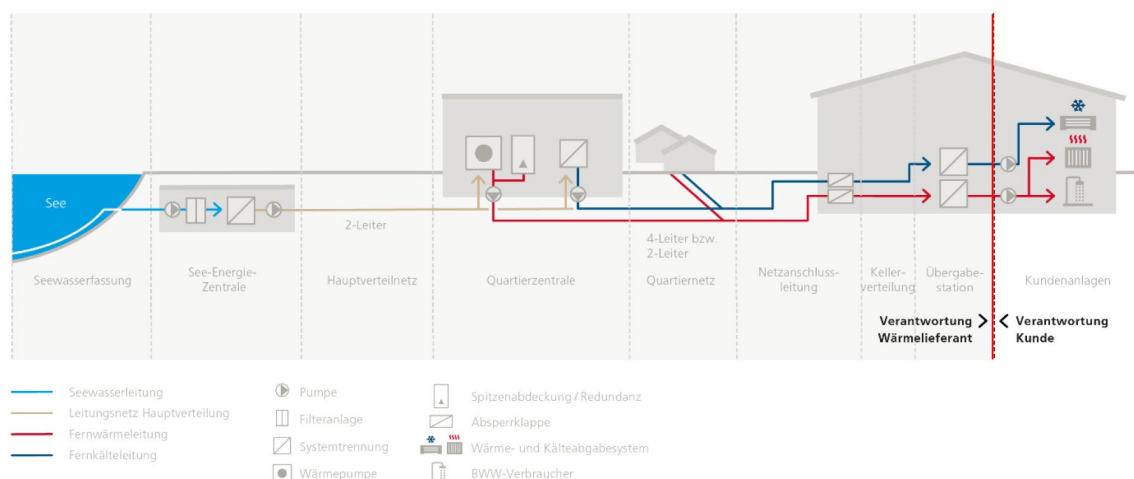


Abbildung 25: Standard-Anschlussschema ewl für Seewärmeverbund und Lieferung von Nutzwärme

Es stellen sich im Rahmen des Projektes deshalb die folgenden Forschungsfragen:

- Wie kann eine möglichst kostengünstige Deckung des Wärmebedarfs bei gleichzeitigem Verzicht auf fossile Spitzenlast gewährleistet werden?
- Welche Konzepte sind geeignet, um in suburbanen Gebieten mit geringer Energiedichte einen Anschluss an einen Wärmeverbund für alle lohnend zu gestalten?
- Wie kann die Bevölkerung in diesen Prozess eingebunden werden und wie können Gemeinden die Entstehung von Mikroverbünden unterstützen?



3.2. Lösungsansatz

Ein bereits erprobter Lösungsansatz ist die sogenannte «Aktivierung von Nachbarschaften». Dies wurde im Innosuisse-Projekt «QUBE» anhand des Wesemlinquartiers und insbesondere im Gartenheim-Quartier ebenfalls unter Beteiligung der ewl erprobt. Statt eines top-down Ansatzes soll mittels Informationsveranstaltungen und Einbindung der Bevölkerung eine bottom-up Initiative gefördert werden. Das Nachfolgeprojekt LANTERN (mit Finanzierung des BFE im Rahmen der SWEET-Konsortien) arbeitet bereits in Horw/Kriens und verfolgt die Frage, wie Nachbarschaften für die Zusammenarbeit im Rahmen von (v)ZEV mobilisiert werden können. Hier liegt der Fokus auf bestehenden und zusätzlich möglichen Photovoltaik-Anlagen und der gemeinsamen Nutzung der gewonnenen Elektrizität.

MicroDHC setzt an dieser Stelle an und nutzt Synergien mit LANTERN und dem LivingLab «QUBE II». Entsprechende Kontakte wurden dabei vermittelt, sodass MicroDHC im Lösungsansatz eingebunden wird. Der konkrete Untersuchungsgegenstand betrifft das suburbane, von Einfamiliengebäuden geprägte Quartier Kuonimatt, das in den beiden Gemeinden Horw und Kriens liegt. Beide Gemeinden beteiligen sich bereits an diesem Projekt, weshalb Synergien zwischen LANTERN und MicroDHC genutzt werden können.

3.3. Quartierstruktur und Lage zum Seewasserverbund

Das gewählte Quartier, Wegmatt, ist Teil des grösseren Verbundes Kuonimatt. Es wird in Nord-Süd-Richtung entlang der Wegmattstrasse durch die Gemeindegrenzen von Horw und Kriens geteilt und im Osten durch die Bahnlinie begrenzt (vgl. Abbildung 26a). Die Wegmattstrasse ist dabei eine Privatstrasse, welche durch eine Quartiersgenossenschaft verwaltet wird. Zudem ist das Quartier weiterhin geprägt durch einen hohen Anteil Wärmedeckung durch fossile Energieträger (vgl. Abbildung 26b).



Abbildung 26a (links): Gemeindegrenze (violett) – im Westen Kriens, im Osten Horw | 26b (rechts) Energieträger Wärme², wobei grau/schwarz fossile Energieträger symbolisieren.

² Vergleiche zu Abbildung 26a Swisstopo und zu Abbildung 26b GWR



Das Quartier liegt am Rand des Seewasserverbundes und ist zu grossen Teilen im Konzessionsgebiet inkludiert (vgl. Abbildung 27). Aufgrund der eher geringen Energiedichte hat die ewl bislang davon abgesehen, hier eine Quartierszentrale zu bauen oder anzustreben. Eine Studie der HSLU aus dem Jahr 2023 im Auftrag der Gemeinde Horw zeigt, dass durchaus Potential für Anschlüsse vorhanden wäre.

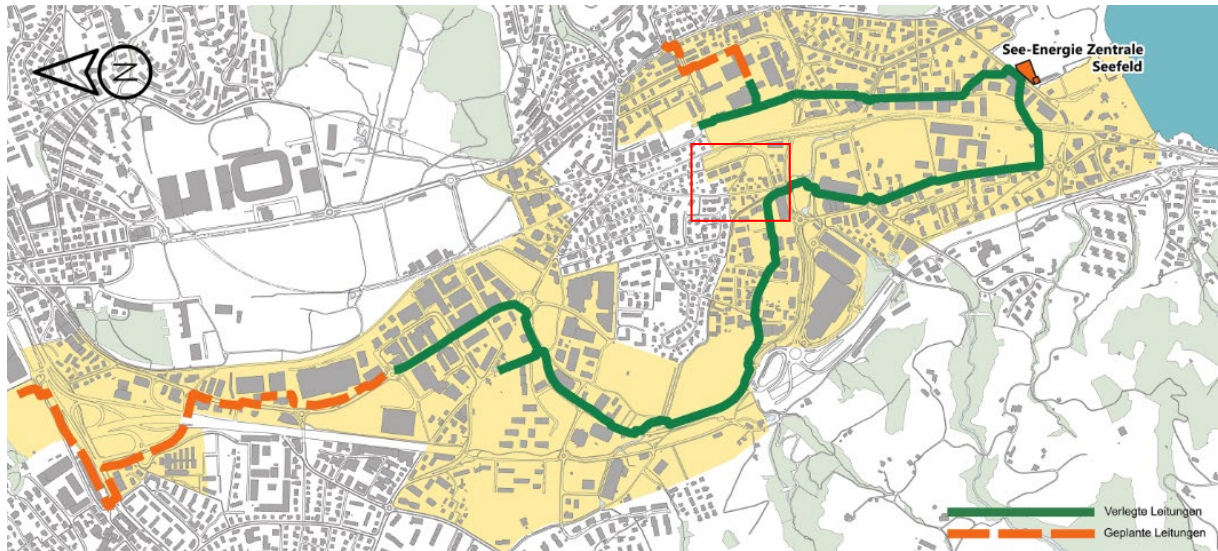


Abbildung 27: Seewärmeverbund Horw/Kriens mit Konzessionsgebiet (gelb) und Wegmattquartier (roter Rahmen)

3.4. Methode

Das im Antrag formulierte Ziel der Arbeiten von MicroDHC im suburbanen Kontext ist die Konzeptentwicklung einer Niedertemperatur-Übergabestation, die Wärme (und Kälte) bei $<20^{\circ}\text{C}$ für einen Verbund von 2–10 Abnehmern mit mindestens 50 kW liefert. In diesem Kontext ergibt sich die Herausforderung, dass gemäss Einschätzung der ewl ein solcher Verbund – insbesondere aufgrund der aufwändigen Akquise eines Quartierzentralen-Standortes – sich nicht wirtschaftlich realisieren lässt. Es sind damit neue Ansätze gefragt, um ein nachhaltiges Angebot zu gewährleisten.

Ein geeigneter Ansatz kann die Verschiebung der Investitions-Grenze darstellen (vgl. Abbildung 28). Wird die Schnittstelle zwischen Wärmelieferant und Kunde verschoben, so ergeben sich verschiedene Vorteile wie folgt:

- Die Kundschaft muss den Zentralenstandort selbst finden (Reduktion Aufwand ewl).
- Die Installation kann gemäss den Vorgaben der Kundschaft abgeschrieben werden – damit können insbesondere Verzinsung und Lebensdauer angepasst werden, um die Wirtschaftlichkeit des Wärmeverbunds zu begünstigen.
- Weil die Wärmepumpe durch die Kundschaft beschaffen und betrieben wird, ergeben sich potenzielle Synergienutzen durch die Kombination mit PV-Anlagen und die mögliche Eigenverbrauchsoptimierung.
- Die Kundschaft erhält in der Lösung einer vollständig fossilfreien Wärmeversorgung weitere Freiheitsgrade und kann auf die fossile Spitzenlastdeckung verzichten.

Voraussetzung dafür ist eine Mobilisierung der Nachbarschaft, um einen «Zusammenschluss zum Wärmeverbrauch» anzugehen. Die Voraussetzungen dafür wurden durch die Bearbeitung des Themenfeldes «Zusammenschluss zum (elektrischen) Eigenverbrauch» im Rahmen des Projektes «QUBE II» innerhalb von LANTERN durch die Hochschule Luzern – Soziale Arbeit (Institut für Soziokulturelle Entwicklung) bereits geleistet. Es gilt nun im Rahmen von MicroDHC in einem nächsten Schritt die Nachbarschaften zu mobilisieren und einzubinden.



Ihr Beitrag in der konkreten Form von Lieferung von Informationen zu benötigter Wärmeleistung resp. Bedarf an Wärmeenergie sowie die Mitarbeit für die Lösung des Platzbedarfs oder Angaben zum Investitionswillen für 100 % fossilfreie Wärmedeckung und die Kooperationsbereitschaft sind zentral.

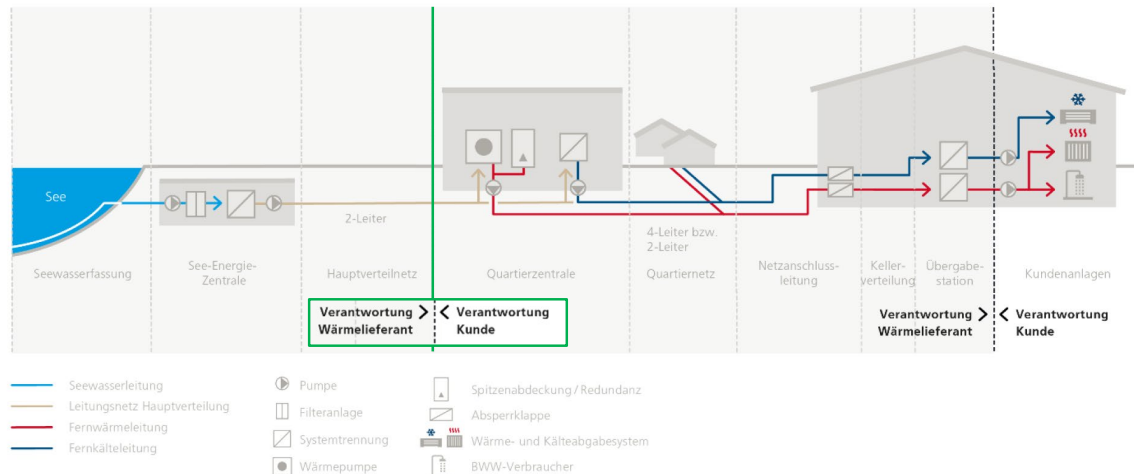


Abbildung 28: Verschobene Verantwortungsgränze (grün) gegenüber Standardlösung

3.5. Vorgehen

Das Vorhaben wurde in Zusammenarbeit mit QUBE II sowie den Gemeindevertreterinnen von Horw und Kriens am 30. April 2025 anlässlich der Versammlung der Strassengenossenschaft den Anwohnerinnen und Anwohnern der Wegmattstrasse vorgestellt. Wie in solchen Veranstaltungen zu erwarten ist, ergaben sich primär Rückfragen zu den zu erwartenden Kosten. In der Folge fand ein Treffen zwischen der Hochschule Luzern – Technik & Architektur und der Gemeinde Horw statt (Mai 2025). Hier formulierte die Gemeinde, dass die grossen Herausforderungen mehrheitlich bei grossen Überbauungen bestünden – man allerdings durchaus auch die Notwendigkeit sieht, kleinformatige Wohnsiedlungen effizient zu dekarbonisieren. Das Wegmattquartier als Untersuchungsgegenstand ist hierfür geeignet.

Die Einbindung der Strassengenossenschaft bietet hierbei mehrere Vorteile:

- Direktes Engagement und «Sinnhaftigkeit» sind gegeben und vermittelbar.
- Interessierte können sich zusammenschliessen und auch Nachbarinnen und Nachbarn mobilisieren, welche vorerst noch skeptisch und zurückhaltend reagieren (Lücken schliessen). Dies hat sich insbesondere im Vorhaben im Rahmen des Gartenheimquartiers als sehr erfolgreich erwiesen.
- Die Wahl des Standortes der Zentrale kann auf die lokalen Gegebenheiten abgestimmt werden (wer hat noch Platzreserven wie einen nicht benötigten Kellerraum, eine Garage etc.).
- Eine Verlegung der Versorgungsleitungen in den Gärten statt in der Strasse ist potenziell denkbar – damit verschiebt sich die Intensität weg von Investitionen (Wiederherstellung Überdeckung) hin zu mehr Dienstbarkeiten (was für einen Energieversorger wie ewl logistisch und in Sachen juristischer Belastung eine fast unüberwindbare Hürde darstellt).



3.6. Nächste Schritte

Während in der Phase 1 des Projektes der Schwerpunkt auf der Wirtschaftlichkeit einer Übergangslösung für Erdwärmesonden lag (vgl. vorangegangenes Kapitel), so kann in Phase 2 davon unabhängig die Betrachtung in Horw vorangetrieben werden. Das Ziel des weiteren Vorgehens ist es, eine skalierbare und adaptierbare Lösung zu erarbeiten, welche hinreichend genaue Kostenfolgen beschreibt. Die Bevölkerung gehört eingebunden und im Rahmen des bottom-up Ansatzes integriert. Es ergeben sich folgende Handlungsfelder:

- **Mobilisierung:** Infoveranstaltung, welche zu einer möglichst breiten Partizipation der Strassengenossenschaft führt. Vorgängig wird dazu ein Faktenblatt erstellt, damit Neugier geweckt wird.
- **Datensammlung:** Im Rahmen der Mobilisierung werden die notwendigen Daten gesammelt (Leistung, Energie – allenfalls Einbezug von Kühlmöglichkeiten). Es werden drei mögliche Lösungsvarianten in Betracht gezogen: Anschluss an Verbund sofort vs. später bzw. Ablehnung und Notwendigkeit einer Einzellösung (Luft-Wasser-Wärmepumpe, da Erdsonden verboten oder Biomasse).
- **Lösung:** Dies umfasst die konkrete Wahl eines Zentralenstandortes, Varianten der Leitungsführung (Strasse vs. Flur) inkl. Grobkostenschätzung einer skalierbaren Umsetzung sowie den Einbezug einer Eigenverbrauchsoptimierung, um PV-Anlagen zusätzlich zu kapitalisieren.
- **Preismodell:** Abschliessend soll ein Preismodell vorgestellt werden, welches auch die Lieferung der Umweltwärme durch die ewl einbezieht.



4 Schlussfolgerungen und Ausblick

MicroDHC verfolgt zwei Ansätze mit dem übergeordneten Ziel, die Wärmeversorgung zu dekarbonisieren und zugleich der zunehmend wichtigen Rolle des Kühlbedarfs Rechnung zu tragen. Der erste Ansatz untersucht den Einsatz von Erdwärmesonden als Übergangslösung und zur späteren Deckung von Spitzenlast (potenziell inklusive netzdienlichem Verhalten) für einen Anschluss an ein Fernwärmesystem. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse sind für die gesamte Schweiz skalier- und übertragbar, auch wenn die Untersuchung bislang auf einen partikulären Fall in der Stadt Luzern abgestützt ist. In der zweiten Projektphase wird die Untersuchung daher verallgemeinert, um die Übertragbarkeit der Resultate bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen sicherzustellen. Der zweite Ansatz von MicroDHC widmet sich der Frage, wie im suburbanen Umfeld mit geringer Energiedichte ein Anschluss an ein Seewassernetz wirtschaftlich tragbar zu gestalten ist – dies anhand eines Fallbeispiels in der Gemeinde Horw.

Die Untersuchung von Erdwärmesonden erfolgte bislang auf der Basis einer technisch ungünstigen Lösung, um die Grenzen der Machbarkeit auszuloten. In der zweiten Projektphase soll nun durch eine optimierte Betriebsweise und eine verbesserte Dimensionierung die ökonomische Attraktivität des Ansatzes gesteigert werden. Untersuchungsschwerpunkte bilden dabei die optimale Aufteilung des Wärmebedarfsprofils in Grund- und Spitzenlast (Teilung des Wärmebedarfs). Ziel ist dabei die Minimierung der Wärmegestehungskosten. Zudem wird dem Aspekt der Regeneration (Kühlbedarf) Rechnung getragen. Dies wird entsprechend in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen integriert. Zudem wird die Überlastung der EWS während der Übergangsphase (Degradation) untersucht und eine denkbare Kompensation durch den späteren Anschluss ans Seewärmenetz analysiert. Eine zusätzliche Untersuchung betrifft die Steigerung der Wirtschaftlichkeit durch die Reduktion der Anzahl der Sonden, beispielsweise durch ein gezieltes «Aufladen» der EWS während des Grundlastbetriebs im Winterhalbjahr.

Für suburbane Gebiete geringer Energiedichte stehen als nächste Schritte die Entwicklung einer skalierbaren, adaptierbaren und wirtschaftlich transparenten Lösung im Zentrum. Dazu wird die Bevölkerung frühzeitig einbezogen, um den bottom-up Ansatz konsequent umzusetzen. Erste Priorität ist die Mobilisierung: Mit einem verständlichen Faktenblatt und einer Informationsveranstaltung soll eine breite Teilnahme der Strassengenossenschaft erreicht werden. Parallel erfolgt die Datensammlung zu Leistung, Energiebedarf und möglichen Kühloptionen, um drei grundlegende Varianten zu bewerten – sofortiger oder späterer Verbundanschluss sowie mögliche Einzellösungen. Darauf aufbauend werden Standortoptionen für die Zentrale, die Leitungsführung und zu Grobkosten ausgearbeitet, um eine skalierbare Umsetzung ergänzt durch Überlegungen zur Eigenverbrauchsoptimierung mit PV zu erarbeiten.



5 Nationale und internationale Zusammenarbeit

- Das BFE-Projekt PeaknCool4District (SI/502865-01) der Ostschweizer Fachhochschule [9] untersucht im Rahmen einer Fallstudie in Wallisellen die Nutzung von EWS zur dezentralen Bereitstellung von Spitzenlast und Kühlung in Verbindung mit einem zentralen Hochtemperaturnetz. Die Fallstudie konzentriert sich auf ein bestehendes Netz ohne Übergangsphase. Das BFE-Projekt MicroDHC untersucht eine analoge Lösung, jedoch im Rahmen eines Netzausbaus und einer resultierenden Übergangsphase mit einer späteren Integration in das Wärmenetz. Die beiden Forschungsprojekte ergänzen sich daher sehr gut. Die beiden Teams stehen seit Beginn der Arbeiten in intensivem Austausch. Absprachen fanden bis dato quartalsweise statt, so dass neue Erkenntnisse geteilt und Synergien genutzt werden.
- LANTERN: Das Projekt «Living Labs interface for the energy transition» (LANTERN) wird vom BFE im Rahmen der SWEET-Initiative gefördert. Im Bereich des Work Package 8 «Energy Communities and Cooperatives at District Level» steht die Frage im Vordergrund, wie im Bereich von Wohnbauten Prozesse angestossen werden können, welche zu einer Beschleunigung der Dekarbonisierung führen. Dieses Synergiepotential wird im Rahmen des Fallbeispiels Horw genutzt und die von LANTERN initialisierten Methoden und Ansätze werden durch MicroDHC genutzt und implementiert.
- DeCarbCH: Das Projekt DeCarbCH (Decarbonisation of Cooling and Heating) wird vom BFE im Rahmen der SWEET-Initiative gefördert. Im Work Package X «Integrated District Heating and Cooling for the Future», geleitet von der HSLU, stehen zukunftsfähige leitungsgebundene Energieversorgungssysteme im Mittelpunkt, die neben der Wärmeversorgung auch eine gleichzeitige Bereitstellung von Kälte ermöglichen und somit dem zunehmend wichtigen Kühlbedarf gerecht werden. Das neuartige MicroDHC-Konzept erweitert dabei die Palette möglicher integrierter Systemlösungen zum Heizen und Kühlen. Sein Einsatz soll im Rahmen von Fallstudien in DeCarbCH – voraussichtlich in Genf und Lugano – untersucht werden.



6 Literaturverzeichnis

- [1] M. Jakob, U. Reiter, G. Catenazzi, B. Sunarjo, L. Lienhard und A. Müller, «Erneuerbare- und CO2-freie Wärmeversorgung Schweiz,» 2020.
- [2] C. Wemhöner, C. Meier, S. Büsser und M. Bättschmann, «HP-Source Integrationsmöglichkeiten von Wärmequellen,» 2023.
- [3] SIA, *SIA 384/6 Erdwärmesonden*, SIA, 2021.
- [4] Huber Energietechnik, *EWS*.
- [5] «map.geo.admin,» 05 11 2025. [Online]. Available: <https://map.geo.admin.ch/>.
- [6] topGrid: Digitale Energieplanung und themrische Netze, [Online]. Available: <https://www.topgrid.ch/>.
- [7] Sympheny Urban Energy Planning, [Online]. Available: <https://www.sympheny.com>.
- [8] ewz, *Seewasserverbund Seefeld Preise*, 2025.
- [9] C. Meier, A. Hobé, F. Ruesch, A. Heid und C. Wemhöner, «PeaknCool4District Zwischenbericht Erdgekoppelte Wärmepumpen zur Spitzendeckung in Wärmenetzen: Potentiale und Herausforderungen,» 2025.
- [10] O. Thees , V. Burg, M. Erni, G. Bowman und R. Lemm, «Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung,» 2017.
- [11] Verband der Schweizerischen Gasindustrie , «Statistik 2025,» 2025.