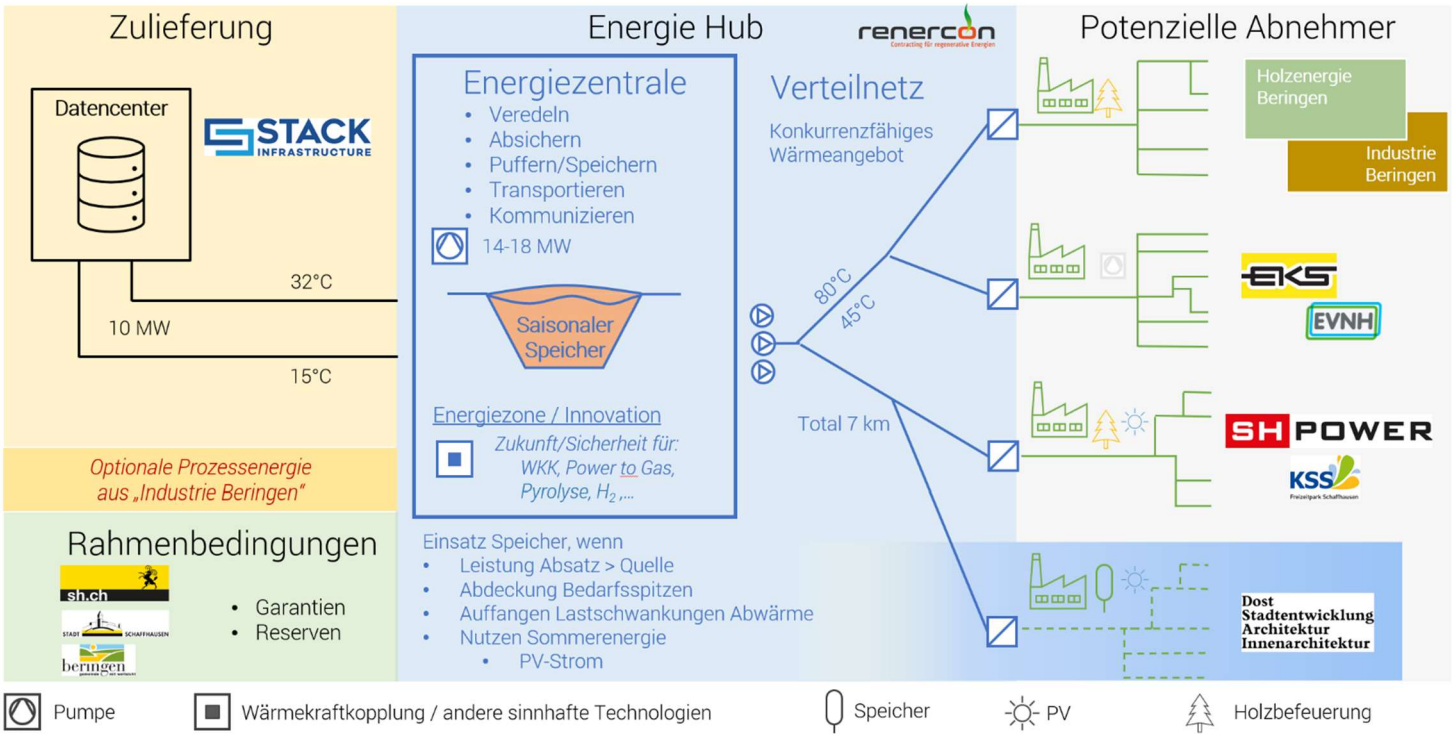


E-Hub Beringen / Schaffhausen

VORPROJEKT ABWÄRMENUTZUNG RECHENZENTRUM BERINGEN

VERSION 3. MÄRZ 2025

renercon
Contracting für regenerative Energien

Impressum

Projektträgerschaft	Renercon Genossenschaft für Erneuerbare Energie: Andreas Stalder / CEO STACK Infrastructure Switzerland AG: Thomas Diamantidis / VP SH-Power: Stefan Meyer / GL Mitglied Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen AG: Thomas Fischer / CEO Holzenergie Beringen GmbH: Fritz Hübscher / GF Gemeinde Beringen: Roger Paillard / Gemeindepräsident Stadt Schaffhausen: Sven Fitz / Teamleitung Umwelt & Energie	
Projektinitiator	Renercon Genossenschaft für Erneuerbare Energie	
Projektleitung	Daniel Hänggi Andreas Stalder (Stv.)	Renercon Renercon
Berichtautor	Daniel Hänggi Djordje Krupljanin	Renercon SPF / Fachhochschule OST
Begleitgruppe	Stefan Meyer Matthias Vitek Daniel Meyer Fritz Hübscher Roger Paillard Sven Fitz Christoph Schärrer Jan Fergg	SHPower SHPower EVNH/EKS AG Holzenergie Beringen GmbH: Gemeinde Beringen Stadt Schaffhausen Wirtschaftsförderung Schaffhausen Wirtschaftsförderung Schaffhausen
Kontakt: SwissSTES	Florian Ruesch	SPF / Fachhochschule OST

Version	12c
Freigegeben	3.3.2025

© 2025 Renercon Genossenschaft für erneuerbare Energie. Alle Rechte vorbehalten.

Inhalt

1 Ausgangslage 2
1.1 Abwärme Rechenzentrum in Beringen 2
1.2 Machbarkeitsstudie von Amstein+Walthert 2
1.3 Projektstruktur 2
1.4 Rolle von Renercon 4
2 Wärmeabsatzpotential Umgebungsregion 6
2.1 Bedarfsermittlung Wärme 6
2.2 Heizinfrastruktur 7
2.3 Szenarien zur Entwicklung des Wärmebedarfs 7
3 Technologie: PTES - Saisonaler Speicher 8
3.1 Wärmespeicherung 8
3.2 Saisonale Speicherung 8
3.3 Energiefluss Wärmeerzeugung mit Speicher 9
3.4 PTES Deckel 10
3.5 Mögliche Nutzungen der Speicheroberfläche 12
3.6 Wärmeverlust saisonale Speicherung 13
4 Lösungsansatz E-Hub 14
4.1 Konzept 14
4.2 Geografische Lage E-Hub Komponenten 15
4.3 Abwärmequelle Rechenzentrum 15
4.4 Redundanz der Wärmequelle bei Wegfall der Rechenzentrum-Abwärme 16
4.5 Heizzentrale auf KBA Hard mit redundanter Energiequelle 16
5 PTES 21
5.2 Fernwärmetrassen 24
6 Bewilligungsrechtliche Aspekte E-Hub 30
6.1 Richtplananpassung 30
6.2 Baubewilligung 32
6.3 Umweltverträglichkeitsprüfung 32
6.4 Stauanlagengesetz 32
7 E-Hub System Simulation / Energie Daten 33
7.1 Rahmenbedingungen Simulation 33
7.2 PHASE 1: 20% Auslastung 33
7.3 PHASE 2: 60% Auslastung 36
7.4 PHASE 3: 100% Bedarf 38
7.5 Szenario Ausfall RZ 40
7.6 Zusammenfassung 43
7.7 Erwärmung des Erdreichs in der Umgebung um den Speicher 44
8 Finanzielle Fördermöglichkeiten 45
8.1 Förderung auf Bundesebene 45
8.2 Förderung Kanton Schaffhausen 45
9 Finanzierungs- und Beteiligungsmodelle 46
10 Wirtschaftlichkeit 48
10.1 Basis-Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung 48
10.2 Strompreis 48
10.3 Investitionskosten CAPEX 49
11 Jahreskosten CAPEX/OPEX 49
11.1 Gestehungskosten 50
11.2 Finanzierung 51
11.3 Zusammenfassung der Kosten 52
12 Vergleich E-Hub versus Heizzentrale ohne Speicher & Abwärme 53

13 FAZIT 57
13.1 VORTEILE DES PTES IM VERGLEICH ZU HERKÖMMLICHEN HEIZZENTRALEN OHNE SPEICHER 57
13.2 VORTEILE LÖSUNGSANSATZ 57
14 EMPFEHLUNGEN 58
14.1 E-HUB 58
14.2 VERSORGUNGSADER «RING-NETZ» 58
14.3 MASTERPLAN FERNWÄRME SCHAFFHAUSEN 58
14.4 ROLLE DES E-HUB IM BEZUG ZUR VERBUNDENTWICKLUNG 59

15 ANHANG 1
15.1 E-HUB PROJEKTORGANISATION 1
15.2 GRUNDKONZEPT ANSCHLUSSTRASSE SCHAFFHAUSEN/NEUHAUSEN 4
16 KOSTENRECHNUNG 1% ZINS PHASE 3 BIS 2035 8
16.2 KOSTENRECHNUNG 1% ZINS PHASE 3 BIS 2043 11
17 VERGLEICH KOSTENRECHNUNG HZ OHNE SPEICHER & ABWÄRME 14
17.1 OPEX & CAPEX / PHASE 3 BIS 2035 14
17.2 GESTEHUNGSKOSTEN UND STÜTZBEITRAGSBERECHNUNG PHASE 3 BIS 2035 15
18 ABBILDUNGSVERZEICHNIS 16

Executive Summary

Das E-Hub-Projekt Beringen/Schaffhausen wurde von der Renercon Genossenschaft initiiert, die seit über 25 Jahren erfolgreich Fernwärmeprojekte in der Schweiz umsetzt. Zur Realisierung des Projekts wurde eine Projektträgerschaft gebildet, die die wichtigsten regionalen Energieakteure vereint. Diese enge Zusammenarbeit gewährleistet die lokale Verankerung und den gemeinsamen Erfolg des Vorhabens.

Ziel ist es, die Abwärme eines Rechenzentrums in Beringen effizient zu nutzen und als erneuerbare Energiequelle für Fernwärmeverbünde bereitzustellen. Der E-Hub kombiniert ein saisonales thermisches Speichersystem (PTES) mit einer zentralen Heizzentrale und einer Fernwärme-Anschlusstrasse, welche ins Versorgungsgebiet führt. Ab dort bezieht der lokale Netzbetreiber vor Ort die thermische Energie für sein Fernwärmenetz. Der PTES (250'000m³) ermöglicht eine saisonale Speicherung von überschüssiger Abwärme aus dem Rechenzentrum, die bei Bedarf effizient genutzt wird. Das System reduziert Spitzenlasten und verbessert die Energieeffizienz durch thermische Schichtung und optimierte Betriebsstrategien. Die Vorteile des E-Hubs sind folgende:

Wirtschaftlichkeit: Der E-Hub ist langfristig kostengünstiger als dezentrale Heizzentralen Es wird ein Finanzierungsmodell vorgeschlagen, mit dem die Wärme von Beginn weg zu einem konstanten Preis abgegeben werden kann. Das schafft attraktive und vor allem einheitliche Bedingungen für neue Fernwärmeverbünde.

Umweltfreundlichkeit: Nutzung von 100% erneuerbarer Abwärme -> Einsparung von jährlich ca. 13'000 Tonnen CO_2.

Flexibilität und Versorgungssicherheit: Redundanz durch eine zusätzliche Energiequelle (Luft/Wasser-Rückkühler), welche bei der Heizzentrale (Teilumnutzung KBA Hard Gebäude) auf dem Dach installiert wird, gewährleisten die Versorgungssicherheit.

Zukunftsfähigkeit: Innovatives Design des PTES mit PV-Möglichkeit und Ökoflächennutzung.

Zentrale Heizzentrale: Für die Fernwärmeversorgung in Schaffhausen gibt es zwei Optionen: einen zentralen E-Hub oder ca. sieben dezentrale Heizzentralen. Geeignete Standorte für dezentrale Anlagen fehlen jedoch innerhalb der Stadt. Dezentrale Heizzentralen in der Stadt sind aufgrund begrenzter Flächen, hoher Baukosten sowie Emissionen und Baustellenbelastungen schwierig umzusetzen.

Das Projekt vereint Technologie, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit in einem umfassenden Ansatz. Die Kosten wurden im Rahmen einer Grobkostenschätzung ermittelt, um die Aufwendungen für den E-Hub transparent darzustellen. Der Aufbau des Systems wurde in 3 Phasen gegliedert. Die Gesamtkosten bis zum Abschluss von PHASE 3, in der der E-Hub eigenständig und wirtschaftlich betrieben wird, belaufen sich auf 58 Mio. CHF (exkl. MwSt.). Es ist mit jährlichen Betriebskosten von rund 870'000 CHF zu rechnen. Ein rückzahlbares Darlehen in Form eines Stützbeitrages in Höhe von 8-20 Mio. CHF ist nötig, um den Zielpreis von 12 Rp./kWh bis zur Selbsttragfähigkeit in PHASE 3 sicherzustellen. Zusätzliche Fernwärmeverbünde können indirekt davon profitieren.

Ein zentraler Einflussfaktor auf die Kosten und Risiken ist die Ausbaugeschwindigkeit der Fernwärmeanschlüsse durch die Netzbetreiber. Verzögert sich der Ausbau im Versorgungsgebiet, erhöhen sich die Kosten des E-Hubs deutlich. Ein Stützbeitrag kann dieses Risiko teilweise mindern, erfordert jedoch zusätzliche Garantien, um eine verlässliche Absicherung zu gewährleisten. Ziel ist es, in einem nächsten Schritt die passende Finanzierungs- und Organisationsform im politischen Dialog festzulegen.

Empfehlungen zur Realisierung des E-Hub:

- Das Projekt bietet sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Vorteile.
- Der E-Hub ist kostengünstiger als dezentrale Heizzentralen in der Stadt.
- Der E-Hub kann im Verbund eines «Ringnetzes» bestehende Heizzentralen und weitere Abwärmequellen integrieren.
- Der E-Hub unterstützt die Entwicklung weiterer unabhängiger Fernwärmeprojekte im Versorgungsgebiet, da diese von Beginn weg von attraktiven Energiepreisen profitieren können.

Masterplan Fernwärme:

Stadt und Kanton Schaffhausen erstellen einen verbindlichen Fernwärme-Masterplan, um unkoordinierten Ausbau zu verhindern und privates Engagement zu fördern.

Der E-Hub ist eine innovative Lösung, die als Vorbild für künftige Fernwärmeprojekte dienen kann. Durch eine Kombination aus technologischem Fortschritt, nachhaltiger Energiepolitik und öffentlicher sowie privater Zusammenarbeit bietet das Projekt eine ökologische und wirtschaftliche Zukunftsperspektive für die Region Schaffhausen.

1 Ausgangslage

1.1 Abwärme Rechenzentrum in Beringen

STACK Infrastructure SA errichtet auf Parzelle 862 in Beringen ein Rechenzentrum (Kürzel: ZUR02, IT-Leistung: 36 MW, Hyperscale), das bei voller Auslastung etwa 315 GWh Strom pro Jahr verbraucht – rund 75% des Stromverbrauchs des Kantons Schaffhausen. Der Strom stammt zu 100% aus erneuerbaren Quellen. Die Inbetriebnahme ist für 2026 geplant, mit schrittweisem Ausbau. STACK vermietet Serverflächen ohne Einblick in Kundendaten, die Mietverträge laufen in der Regel über zehn Jahre.

Das Rechenzentrum stellt eine industrielle Abwärmequelle mit geringem CO_2-Fussabdruck dar. Die Abwärme, eingestuft als 100% erneuerbare Energie, steht ganzjährig konstant zur Verfügung. STACK verpflichtet sich, diese kostenlos für einen Fernwärmenetzbetreiber bereitzustellen und finanziert die notwendige Infrastruktur innerhalb des Rechenzentrums. Ein Wärmetauscher mit 10 MW Leistung liefert 32 °C warmes Wasser, jedoch ohne Garantie für die Menge oder Qualität der Energie.

1.2 Machbarkeitsstudie von Amstein+Walthert

Der Kanton hat im Dezember 2022 zusammen mit Fachleuten von Amstein+Walthert eine Machbarkeitsstudie0F0F1 erstellt, die zeigt, dass die Abwärme des Rechenzentrums Beringen in Wärmeverbünden genutzt werden kann.
Die Studie basiert auf der Ausgangslage, dass im Jahr 2022 geplante Wärmeverbünde innerhalb der Stadt Schaffhausen mit Abwärme aus dem Rechenzentrum beheizt, werden sollen. Laut der Studie könnten im Endausbau etwa 30% der erzeugten Abwärme über thermische Netze genutzt werden. Dabei wurden sowohl bestehende als auch potenzielle neue Wärmeverbünde untersucht. Zusätzlich wurden dem Kanton verschiedene Massnahmen vorgeschlagen, um die Nutzung von Fernwärme und Abwärme bei künftigen Grossverbrauchern zu fördern.

- Gesetzliche Massnahmen zur Förderung der Abwärmenutzung bei Grossverbrauchern
- Erstellung eines Energiekonzepts
- Kostenlose Bereitstellung von Abwärme an Dritte
- Förderung von Fernwärmeverbünden, durch Übernahme von Kostenrisiken
- Es soll ein Partner / Contractor für Fernwärmeverbunde gesucht werden

Das Baudepartement prüft derzeit die Integration dieser Vorschläge in die kantonale Gesetzgebung.

1.3 Projektstruktur

Im Frühjahr 2023 initiierten die Energiefachstelle und die Wirtschaftsförderung des Kantons Schaffhausen einen Aufruf, um einen geeigneten Partner für die Nutzung der Abwärme aus den Rechenzentren in Beringen zu gewinnen. Renercon trat daraufhin als einziger Interessent in Kontakt und initiierte mit Unterstützung der Wirtschaftsförderung eine Projektträgerschaft unter eigener Leitung. Im Rahmen dieser Projektträgerschaft wurde ein Vorprojekt erarbeitet, das darauf abzielt, offene Fragen zu klären und die Unterstützung von Kanton und Gemeinde zu sichern. Aufgrund der hohen volkswirtschaftlichen und energiepolitischen Relevanz des Vorhabens engagieren sich sowohl der Kanton als auch die Gemeinde Beringen aktiv an der Entwicklung des Vorprojekts, um die Grundlage für ein investoren- und ausschreibungsfähiges Umsetzungsprojekt zu schaffen.

1.3.1 Rolle Wirtschaftsförderung Schaffhausen im Vorprojekt

Nach der Präsentation des Lösungsansatzes von Renercon wurde schnell deutlich, dass der Erfolg des E-Hub-Projekts massgeblich davon abhängt, ob ein Mehrwert für alle beteiligten Akteure geschaffen werden kann. Daher war klar, dass sämtliche Beteiligten aktiv in das Vorprojekt eingebunden werden sollten. Renercon übernahm dabei neben der Projektleitung auch die Rolle

1 Amstein + Walthert (2022): Machbarkeitsstudie zur Nutzung der Abwärme des Rechenzentrums Beringen, [online] https://sh.ch/CMS/Webseite/Kanton-Schaffhausen/Beh-rde/Verwaltung/Baudepartement/Departementssekretariat-Baudepartement/Energiefachstelle-12444167-DE.html]

eines Vermittlers, um die Interessen der verschiedenen Stakeholder zu koordinieren und auszubalancieren.

Die Wirtschaftsförderung des Kantons übernahm im Rahmen des Vorprojekts die Koordination der Zusammenarbeit zwischen Renercon und den kantonalen Dienststellen. Sie führte zudem Abklärungen zu den rechtlichen Rahmenbedingungen und Bewilligungsverfahren durch und förderte die Kommunikation innerhalb der Projektgruppe sowie die Vernetzung mit lokalen Akteuren.

1.3.2 Finanzierung und Organisation des Vorprojekt «E-Hub Beringen»

Organisation	Beitrag	Vertreten durch
Renercon Genossenschaft	CHF 20'000 (Eigenleistungen)	Andreas Stalder
STACK Infrastructure Switzerland AG	CHF 50'000 (Cash-Beitrag)	Thomas Diamantidis
SH POWER	CHF 40'000 (Cash-Beitrag) + Eigenleistungen	Stefan Mayer
Gemeinde Beringen	CHF 20'000 (Cash-Beitrag) + CHF 4'800 (Eigenleistungen)	Roger Paillard
Holzenergie Beringen GmbH	CHF 6'000 (Eigenleistungen)	Fritz Hübscher
Stadt Schaffhausen	Unentgeltliche Unterstützung	Sven Fitz
Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen AG (EKS)	CHF 5'000 (Cash-Beitrag) + Eigenleistungen	Thomas Fischer
Beitrag Kanton (Klimafonds)	CHF 95'000 (Cash Beitrag)	RR Martin Kessler

1.3.3 Projektplan «E-Hub» / Projektleitung

Im Rahmen des Projekts wurde ein strukturierter und transparenter Ansatz verfolgt, um die definierten Ziele effizient und erfolgreich zu erreichen.

Während der Projektumsetzung wurde grosser Wert auf eine enge und kooperative Zusammenarbeit zwischen allen Akteuren sowie der Projektträgerschaft gelegt. Dieser kollaborative Ansatz stellte sicher, dass Herausforderungen frühzeitig identifiziert und Lösungen gemeinsam entwickelt werden konnten.

Der Fortschritt wurde regelmässig überprüft und kommuniziert.

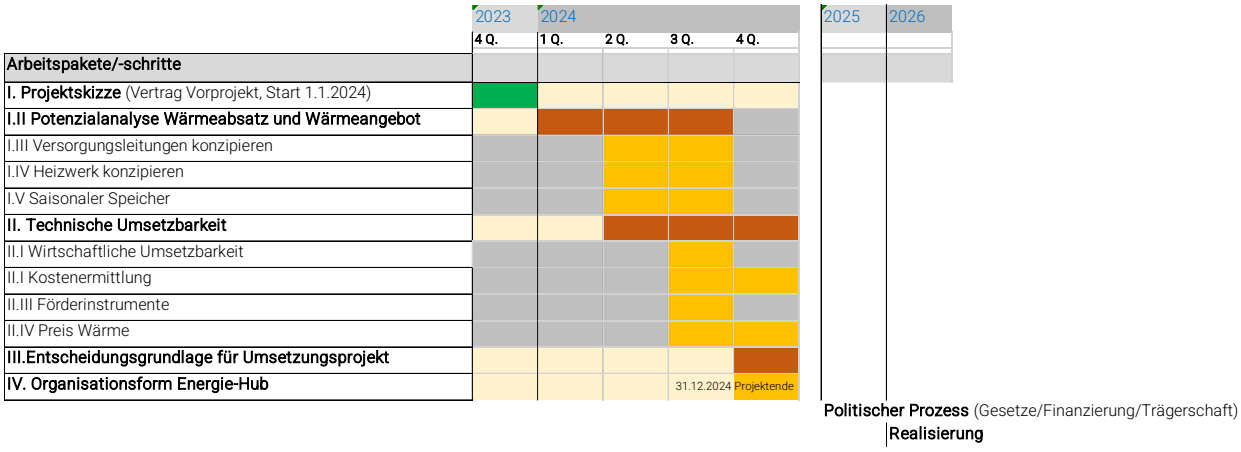


Abbildung 1: Projektplan Vorprojekt E-Hub Beringen

Das Projekt wurde planmässig bis Ende 2024 erfolgreich abgeschlossen. Besonderes Augenmerk lag auf Realisierbarkeit, Versorgungssicherheit, Redundanz, Genehmigungsfähigkeit und Kosten, die über den Umfang einer herkömmlichen Machbarkeitsstudie hinausgingen.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

1.3.4 Ziele des Berichtes

Ziel des Berichts ist eine fundierte Entscheidungsbasis für die relevanten Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft zu schaffen. Der Bericht soll sowohl die Chancen als auch die kritischen Punkte auf dem Weg zur Realisierung aufzeigen.

1.4 Rolle von Renercon

Renercon[2] ist der Verfasser dieser erweiterten Machbarkeitsstudie. Seit über 25 Jahren deckt Renercon die gesamte Wertschöpfungskette im Bereich Fernwärme ab – von der Initiierung über die Planung und den Bau bis hin zum Betrieb von Fernwärmeverbünden.
Renercon erweitert seine Expertise in der Nutzung von Abwärme und der Integration saisonaler Speicher. Sie ist Mitglied des SwissSTES[3] (Swiss „saisonal thermische Energie Speicher Bundeprogramme) und begleitet aktive mehre Teilprojekte.

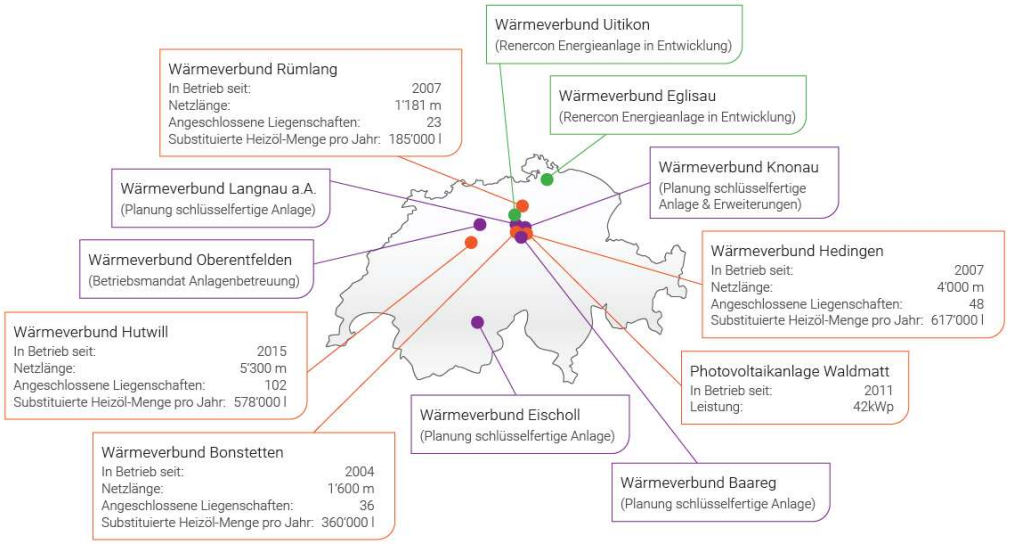


Abbildung 2: Fernwärmeverbunde Renercon per 2024

1.4.1 Ziele von Renercon

Im Frühjahr 2024 entwickelte Renercon ein umfassendes Lösungskonzept „E-Hub Beringen“ zur Nutzung der Abwärme des Rechenzentrums. Im Mittelpunkt steht ein grosser thermischer saisonaler Speicher (PTES[4]), der die Energie des Rechenzentrums zwischenspeichern kann.

- Renercon ist interessiert, den E-Hub zu bauen und zu betreiben

1.4.2 Projektziele E-Hub:

- Die Energie des Rechenzentrums, die per Definition zu 100% als erneuerbaren Energie deklariert ist, nutzen, statt diese ungenutzt verpuffen zu lassen.
- Einen Mehrwert für bestehende Energieunternehmen (SHPower, EVNH, Holzenergie Beringen, mögliche zukünftige Fernwärmenetzbetreiber) schaffen, indem sie nicht in eigene Heizzentralen investieren müssen.

---

2 www.renercon.ch

3 Swiss „saisonal thermische Energie Speicher; SwissSTES hat das Ziel, die Abhängigkeit der Schweiz von fossilen Brennstoffen zu verringern, indem es Pionierarbeit bei der saisonalen thermischen Energiespeicherung (STES) leistet.

4 PTES: pit thermal seasonal storage

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

1.4.3 Renercon Partnerschaften / Kooperationen

1.4.3.1 InnoSuisse Flagship Projekt «SwissSTES»

Renercon hat sich am InnoSuisse Projekt beteiligt und ist «research Partner» des SwissSTES (Swiss «saisonal thermische Energie Speicher») und begleitet aktive mehre Teilprojekte.

- E-Hub Energiefluss & PTES Betriebsmodi Simulation Beringen/Schaffhausen → SPF/FH-OST
- Stakeholder value / Beteiligungsmodelle → HSG
- Raumplanung Ökooberfläche PTES → IRAP/FH-OST
- Bau & Umwelt / Geologie& Bau PTES → IBU/FH-OST

Das Projekt E-Hub Beringen wird im SwissSTES Projekt[5] unter Punkt 10.5 Fallstudie geführt und läuft bis Ende 2027.

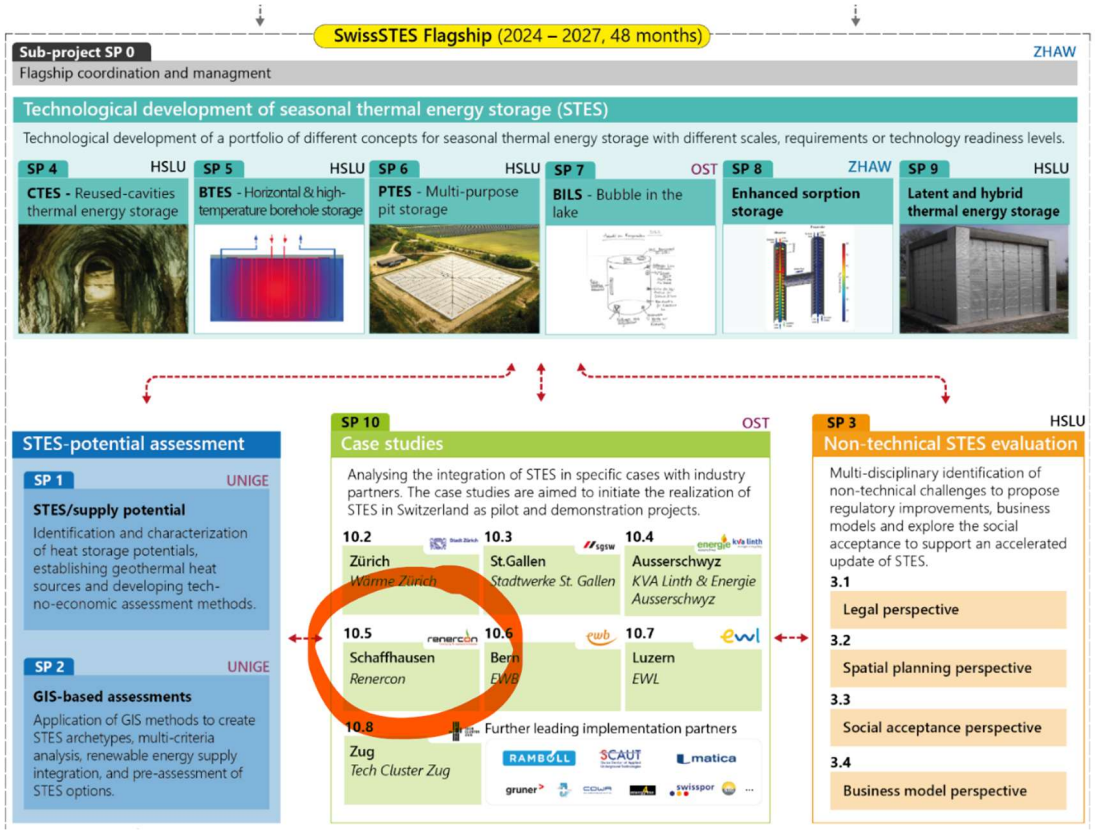


Abbildung 3: SwissSTES Flagship Projektübersicht

1.4.3.2 Aalborg CSP

In der Schweiz gibt es bisher keine thermischen saisonalen Erdspeicher (PTES). Renercon sieht in diesem Bereich grosses Potenzial, insbesondere im Kontext der Dekarbonisierung und der effizienten Nutzung von Abwärme und baut gezielt Kompetenz auf.

In Dänemark sind saisonale Speicher seit Jahren erfolgreich im Einsatz und bestens etabliert. Aalborg CSP[6], ein führendes Unternehmen in diesem Bereich, verfügt über ein patentiertes Isolationssystem, das eine hohe Effizienz und Langlebigkeit gewährleistet. Renercon kooperiert in der Schweiz mit Aalborg CSP, um die Machbarkeit und die Kosten des E-Hub-Systems umfassend zu evaluieren.

5 https://www.ost.ch/de/projekt/swissstes-swiss-seasonal-thermal-energy-storage-new669a27bce68eb457558913

6 Aalborg CSP ist ein dänisches Unternehmen, das über umfangreiche Erfahrung mit PTES (thermischen saisonalen Erdspeichern) verfügt und mit Renercon kooperiert.

2 Wärmeabsatzpotential Umgebungsregion

2.1 Bedarfsermittlung Wärme

Für diesen Bericht wurden das zu versorgende Wärmeabsatzgebiet sowie das damit verbundene Potenzial an Energiemengen (MWh) und Energieleistungen (MW) in Abstimmung mit den zukünftigen Betreibern der lokalen Verteilnetze (SHPower, EVNH, Holzenergie Beringen) neu bewertet. Das Industriegebiet Beringen wurde von Renercon neu erfasst und analysiert. Für jedes Unternehmen wurden der konkrete Energiebedarf sowie mögliche Abwärme-Potenziale ermittelt.

		Annahme Energiedaten		2035	
		Wärme	**VL 85°C RL tbd***	Kälte	**VL tbd* RL tbd***
		MWh	MW	MWh	MW
Beringen	Holzenergie BER	6'822	3	--	
	Industrie Gebiet	4'429	1	612	
Beringen Total		**11'251**	**4**		0
SHPOWER / Stadt SH-West		**69'730**	**43**		
EKS/EVNH	*ohne Grundlast 68%*	**5'130**	**10**		
Wärmebedarf	Total pro Jahr	**86'111**	**57**	0	0

Abbildung 4: Gesamtenergiebedarf

SHPower

Der Energiebedarf wurde anhand der Gaslieferungen ermittelt und betrug ursprünglich rund 87'156 MWh. Aufgrund von Erfahrungswerten sowie zu erwartenden Effizienzsteigerungen durch eine neue Heizzentrale und ein modernes Fernwärmenetz wurde dieser Wert um 20% reduziert.

-

EKS/EVNH

Die vorliegenden Energiedaten beziehen sich auf die Spitzenlast-Energie. Die Grundlast wird durch die ARA Röti bereitgestellt, daher wird der geplante Energieausbau lediglich zu 32% berücksichtigt.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

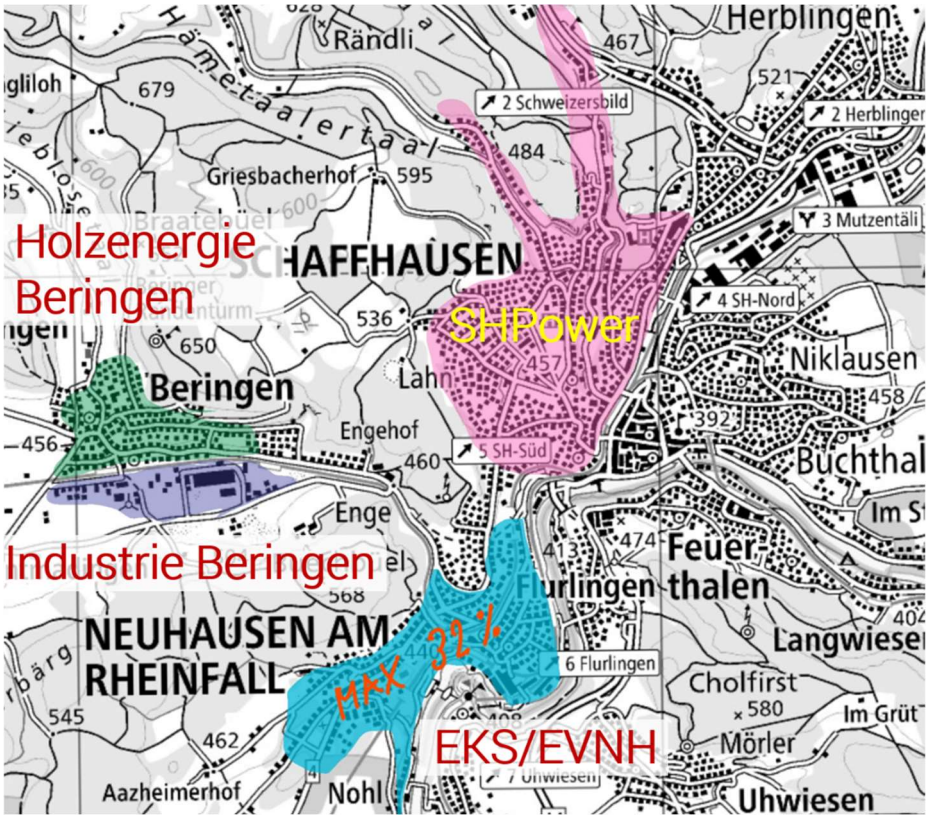


Abbildung 5: Energiegebiete, -perimeter E-Hub

2.2 Heizinfrastruktur

Um den Energiebedarf decken zu können, sind ca. 7–12 dezentrale Heizzentralen mit einer durchschnittlichen Heizleistung von 3–6 MW erforderlich, was einer Gesamtleistung von ca. 43 MW entspricht.

2.3 Szenarien zur Entwicklung des Wärmebedarfs

Start P0/2027	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	P0+ 25J.	P0 +50J.
Energieabsatz in% bei Phasen-Ende	20%	60%	100%	100%	100%
Referenzphase 2035	2029	2032	2035	2052	2077
Verlängerte Phase 2043	2029	2035	2043	2052	2077

- Die Referenzphase basiert auf den Plandaten von SHPower, die bis 2035 über einen Zeitraum von acht Jahren einen Bezug von **69'730 GWh thermischer Energie** anstreben.
- Die verlängerte Phase dient als Belastungstest bzw. Resilienzprüfung, bei der das ursprüngliche Ziel erst 2043 (= nach 16 Jahren, also nach doppelter Zeitdauer) erreicht wird.

3 Technologie: PTES - Saisonaler Speicher

Der saisonale Speicher ist als Erdbeckenwärmespeicher konzipiert. In Englisch wird er als «pit thermal energy storage» (PTES) bezeichnet.

3.1 Wärmespeicherung

Thermische Energiespeicher (TES) werden in Fernwärmesystemen und der Industrie genutzt, um Wärmeüberschüsse zu speichern und kurzfristige Spitzen im Wärmebedarf auszugleichen. Ein PTES gewährleistet eine zuverlässige Energieversorgung, indem es überschüssige Wärme im grossen Massstab speichert und als Puffer für heisses und kaltes Wasser fungiert.



Abbildung 6: Bilder von bestehenden PTES in Dänemark

3.2 Saisonale Speicherung

Ein Hauptmerkmal des PTES ist, dass der Speicher gross genug dimensioniert ist, um die Energie saisonal zu speichern – ergo im Sommer produzierte Wärme für den Winter zwischenzuspeichern. Durch die saisonale Verschiebung kann die winterliche Bedarfsspitze ausgeglichen werden.

Da im Winter immer mehr Wärmepumpen oder andere stromnutzende Heizgeräte als primäre Heizquelle genutzt werden, wird das Stromnetz im Winter in der Zukunft tendenziell mehr belastet. Saisonale Wärmespeicher vermindern diese Belastung, da sie die überschüssige Wärme im Sommer speichern und im Winter für Heizzwecke wieder abgeben können. Ebenfalls wird die Abhängigkeit von Strom oder fossilen Brennstoffen für Spitzenlastanwendungen reduziert, da der Speicher diese Spitzen direkt abdecken kann. Der saisonale Speicher wirkt Strommangellagen entgegen.

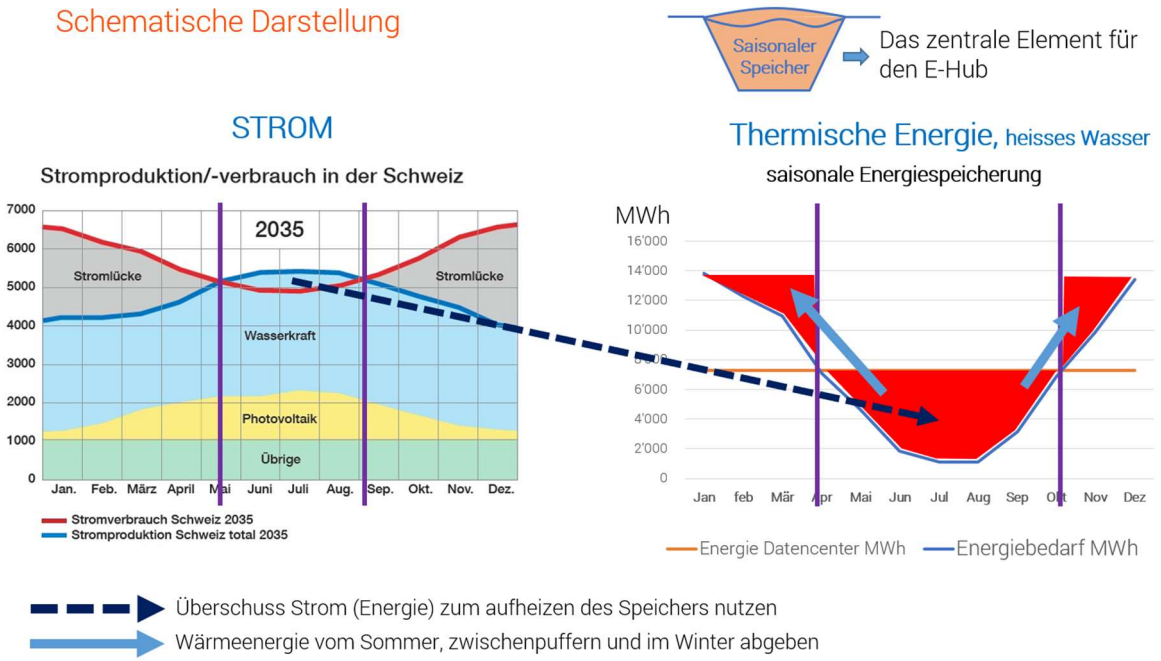
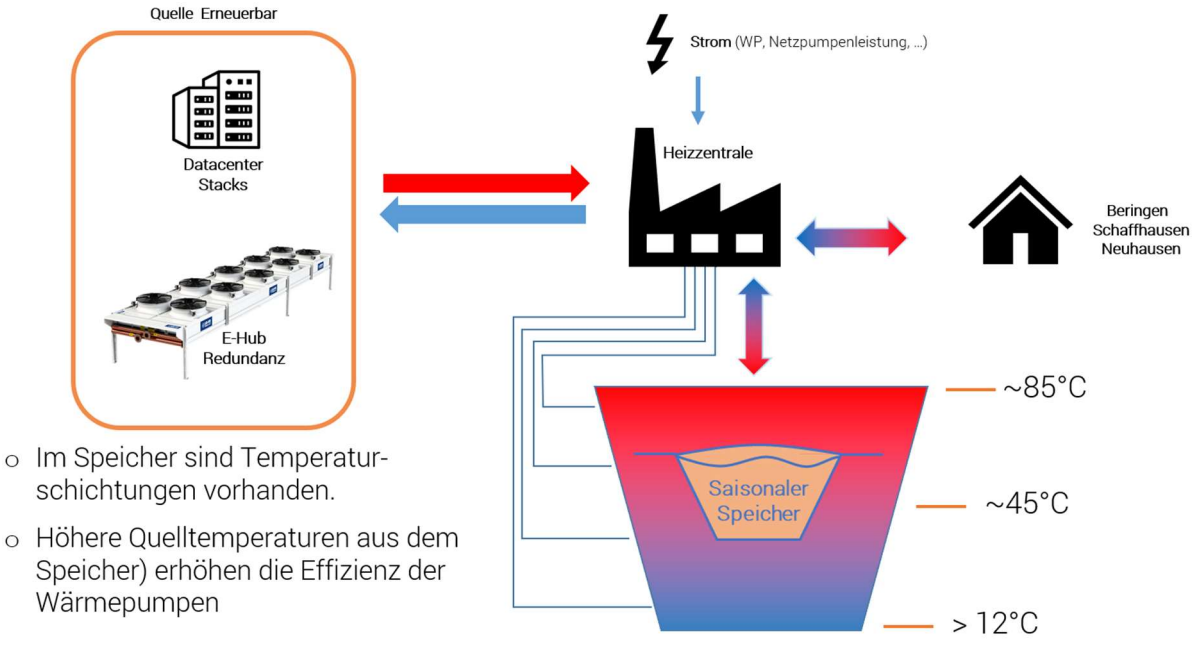


Abbildung 7: Stromangellage entschärfen. PTES im zyklisch laden

3.3 Energiefluss Wärmeerzeugung mit Speicher



- Im Speicher sind Temperatur-schichtungen vorhanden.
- Höhere Quelltemperaturen aus dem Speicher) erhöhen die Effizienz der Wärmepumpen

Abbildung 8: Energiefluss-Schema am Beispiel E-Hub Beringen

Die aus der Quelle (Rechenzentrum oder Redundanz [Luft/Wasser Rückkühler]) bereitgestellte Energie wird in die Heizzentrale geleitet, dort mittels Industriewärmepumpen auf das erforderliche Temperaturniveau von 85°C angehoben und anschliessend im PTES zwischengespeichert.
Der PTES nutzt folgende physikalische Eigenschaft des Wassers: Wasser unterschiedlicher Temperaturen vermischt sich nicht, sondern schichtet sich entsprechend dem Temperaturgradient . Oben ist das heisse Wasser und unten das kalte. Je nach Füllstand des Speichers verschieben sich die Trennlinien über die ganze Höhe des Speichers.

Diese Temperaturbereiche bzw. Schichtungen werden je nach Betriebsstrategie[7] gezielt bewirtschaftet. Die mittleren Temperaturen werden über die Wärmepumpe wieder auf die Zieltemperatur von etwa > 85 °C gehoben. Durch dieses integrierte Vorgehen gewährleistet das Gesamtsystem (E-Hub) eine maximale Energieeffizienz bei der Bereitstellung von Wärme.

Während das warme Wasser oben direkt für die Fernwärme genutzt werden kann, steht das kalte Wasser aus der untersten Schicht jederzeit für Kühlzwecke bereit.

3.4 PTES Deckel

Der PTES-Deckel stellt eine zentrale technologische Komponente dar, die massgeblich zur Effizienz und Zuverlässigkeit des gesamten Systems beiträgt. Eine günstige Konstruktionsweise sorgt langfristig für geringe Energieverluste. Aalborg CSP bringt langjährige Erfahrung in der Planung und Umsetzung von PTES ein, darunter Projekte in Dänemark und der erste PTES in Tibet. Das patentierte Aalborg Deckeldesign bietet folgende Vorteile:

- Diffusionsoffene „umgekehrte Dachlösung“ zur effektiven Entwässerung.
- Unterteilung in Abschnitte mit Pumpschächten für eine effiziente Entwässerung bei minimalem Wartungsaufwand.
- Betriebssicherheit: Eventuelle Ausfälle und Leckagen werden auf einen Teilbereich (Deckel-Segment) beschränkt.

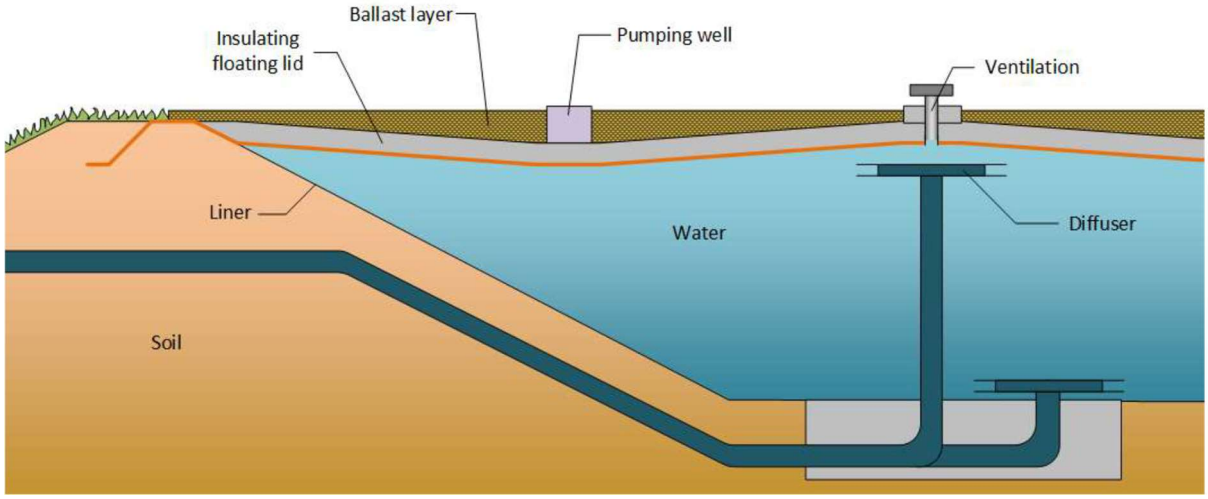


Abbildung 9: Querschnitt eines PTES mit von Aalborg patenierter Abdeckung

Die Entgasung des Speicherwassers wird durch die Neigung der schwimmenden Auskleidung unterstützt, die die Luft zu Entlüftungsöffnungen an den höchsten Punkten der Deckelkonstruktion führt. Diese verhindern unerwünschte Lufteinschlüsse unter dem isolierten Deckel, die zu Verformungen führen könnten.

Lloyd’s Register [8](UK) hat Design, Konstruktion, Berechnungen und Installation der Deckellösung geprüft und zertifiziert, um Anforderungen an Lebensdauer, Funktionalität, Materialien, Wärmeverlust und Recyclingfähigkeit sicherzustellen. Dabei erhielt Aalborg CSP ein Technologiequalifikationszertifikat für die PTES-Deckeltechnologie.

3.4.1 Deckel-Schichtstruktur

Der isolierte Deckel ist eine mehrschichtige Struktur, die wartungsarm ist, Regenwasser automatisch ableitet, über eine diffusionsoffene Struktur verfügt und auf einem Design basiert, das bereits seit Jahren an mehreren Standorten in Dänemark und Tibet im Einsatz ist.

Der Deckel hat eine Dicke von 1 bis 1.3m und besteht aus mehreren Schichten.

7 Betriebsstrategie abhängig von der Jahreszeit und aktuellen Umgebungstemperatur sowie der Wettervorhersage

8 Lloyd's Register (LR) ist eine Organisation für Zertifizierungen, Inspektionen und Risikobewertungen

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

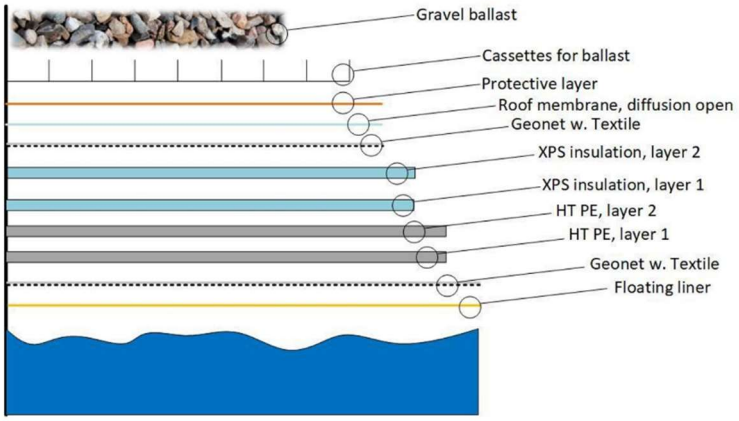


Abbildung 10: Querschnitt mehrschichtiger Aufbau des isolierten PTES Deckel

3.4.2 Lebensdauer

Die garantiere Lebensdauer der Aalborg Deckelisolation ist 25 Jahre bei einer Wassertemperatur von 85°C bis 95°C.

3.4.3 Isolationsschichten

Die Isolierschichten im Deckel bestehen aus hochtemperaturbeständigem PE (unten) und XPS (oben), das für Umkehrdächer geeignet ist. Beide Materialien bieten hohe Druckfestigkeit und Feuchtigkeitstoleranz. Der Dämmwert von 125mm HTPE und 150mm XPS beträgt 0.150 W/m²K bei 85°C im Speicher und 10°C Umgebungstemperatur.
Damit ist es ein langzeitstabiler, feuchtigkeitsresistenter und sehr gut isolierender Deckel.

3.4.4 Geteiltes Deckeldesign für effiziente Regenwasserbehandlung

Der isolierte Deckel ist in Abschnitte unterteilt, um eine effiziente Regenwasserbehandlung zu ermöglichen.



Abbildung 11: Luftaufnahme des isolierten Deckels des PTES Dronninglund Dänemark

Jeder Abschnitt ist mit einem Regenwasserpumpschacht ausgestattet, der als tiefster Punkt dient, um Regenwasser zu sammeln. Das Wasser wird mit einer Pumpe mittels im Deckel eingebaute, frostsichere Abflussrohre abgeführt. Die Ballastschicht (Kies) ist um die Pumpschächte am dicksten und an den Abschnittsrändern am dünnsten. So wird die Neigung zu den Pumpschächten realisiert.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

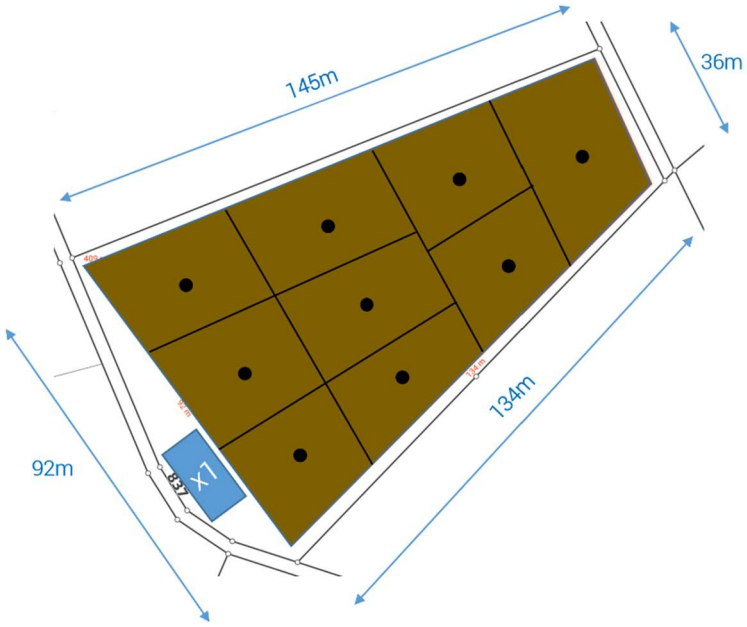


Abbildung 12: Beispiel PTES Deckelsystemvariante mit 9 Segmenten, Parzelle 834 Beringen

Die Pumpschächte, Pumpen, Rohrsysteme und die elektrische Installation sind für «einen doppelten Starkregen[9], was einem doppelten Wolkenbruch entspricht (30mm Regen in 30 Minuten), ausgelegt.

3.4.5 Wasserstand

Der Wasserstand im PTES schwankt während des Betriebs aufgrund der Temperaturausdehnung des Wassers. Der Deckel ist so konstruiert, dass er diese Schwankungen von bis zu 300mm ausgleichen kann, ohne dass Wasser hinein- oder herausgepumpt werden muss. Die Flexibilität des Deckels wurde entsprechend getestet.



Abbildung 13: Niveau Belastungstest Installation

3.4.6 Integration von Überwachungsgeräten

Überwachungsgeräte werden in den isolierten PTES-Deckel integriert, einschliesslich Sensoren für Temperatur, Feuchtigkeit und Wärmefluss. Diese dienen der Überwachung der Temperaturverteilung, Feuchtigkeitskontrolle, Leckage Erkennung und Wärmeverlustüberwachung. Der Einbau an drei Stellen im Deckel ist empfohlen.

3.5 Mögliche Nutzungen der Speicheroberfläche

3.5.1 Oberflächengestaltung als Ökofläche

In einem Teilprojekt des SwissSTES wird die Gestaltung der PTES Oberfläche als ausgewiesen Ökooberfläche geprüft. Eine Ökofläche (ökologische Ausgleichsfläche) spielt eine zentrale Rolle im Naturschutz: Sie fördert die Biodiversität und schafft Lebensraum für bedrohte Arten.

9 Starkregen: Definition 15mm Wasser innert 1 Stunde, doppelter Wolkenbruch 30mm innert 30Minuten

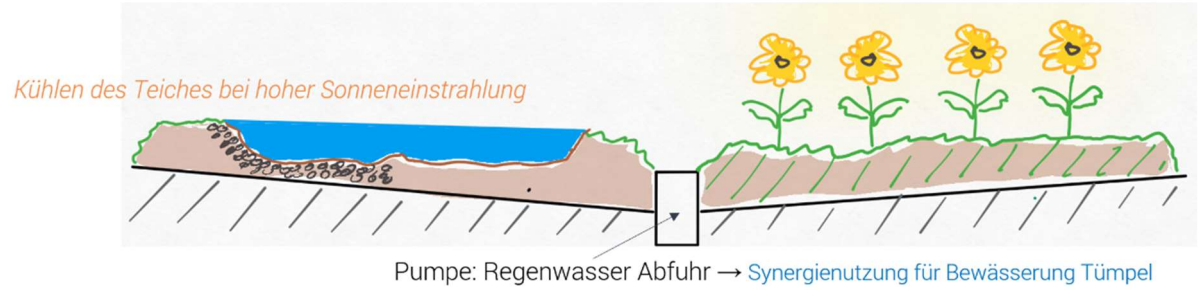


Abbildung 14: Skizze PTES Deckelsegment als Ökooberfläche

3.5.2 Weitere Überlegungen zur Oberflächengestaltung

Basierend auf Projekten vergleichbarer Bauart können bezüglich der Nutzung der Speicheroberfläche folgende Aussagen gemacht werden.

- Flexible Konstruktion: Die Oberfläche des Speichers ist flexibel konstruiert. Durch die Volumenausdehnung des Wassers beim Erwärmen hebt sich die gesamte Speicheroberfläche.
- Begehbarkeit: Die Oberfläche ist begehbar.
- Befahrbarkeit: Nur für leichte Fahrzeuge wie Rasenmäher geeignet. Im Weiteren muss die Oberfläche für das entsprechende Fahrzeug ausgelegt sein.
- Überbaubarkeit: Leichte Aufbauten wie Pavillons oder ein Treibhaus wären denkbar. Konstruktionsdetails sind zu entwickeln.
- Photovoltaik: Kann mit einem spezifischen Montagesystem auf dem Deckel des PTES installiert werden.

3.6 Wärmeverlust saisonale Speicherung

Der PTES wird «nur» in denjenigen Bereichen mit hohem Witterungseinfluss wärmegedämmt. Die Dämmung erfolgt hauptsächlich an der Oberfläche gegen die Luft. Im Erdreich ist die Temperatur im Jahresverlauf weitgehend stabil.

In dieser Grössenordnung des Speichers relativiert sich der Verlust über das Erdreich im Vergleich zur gespeicherten Energie pro Jahr, weshalb eine Dämmungsschicht zur Erde hin kostentechnisch keinen Sinn macht. Dies wurde auch schon anhand realer Projekte dargelegt und verifiziert[10]. Bestehende PTES erreichen eine Effizienz von 90% (10% Wärmeverlust über das ganze Jahr, bezogen auf die gespeicherte Energie).

Im E-Hub wird der Speicher nicht von Anfang an zu 100% verwendet.
Der Speicher ist somit in der PHASE 1 und PHASE 2 überdimensioniert, was zu höheren Verlusten führen kann. Dies geschieht, wenn man den Speicher komplett belädt, aber nicht gleich schnell entladen kann, wie in der PHASE 3.

Hinzu kommt die Erwärmung des Bodens in unmittelbarer Nähe des Speichers: Dieser Bereich erwärmt sich in den ersten Jahren und fungiert als eine Art natürlicher Isolator. In dieser Phase entstehen zusätzlich höhere Wärmeverluste.

Durch intelligente Be- und Entladung kann man diesen Wärmeverlusten jedoch entgegenwirken:

- Speicher nur nach Bedarf beladen (in den ersten Betriebsphasen nicht die vollen 250'000m^3 erwärmen).
- Speicher soll nicht schon vor Beginn der Heizperiode komplett beladen sein -> nicht zu früh im Jahr beladen.

Diese Massnahmen vermindern den Wärmeverlust in den Startphasen, auch wenn der Speicher für diese Phasen überdimensioniert ist.

---

10 Sifnaios, I. et al. (2022): Performance comparison of two water pit thermal energy storage (PTES) systems using energy, exergy, and stratification indicators, Journal of Energy Storage, Volume 52, Part B

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

4 Lösungsansatz E-Hub

4.1 Konzept

Das Gesamtsystem «E-Hub Beringen» besteht aus folgenden Hauptkomponenten.

- Abwärme Rechenzentrum: primäre Energiequelle
- Heizzentrale auf KBA Hard mit Redundanzquelle: Luft/Wasser Rückkühler
- PTES: saisonaler Speicher in Kiesgrube der Kies AG
- Fernwärmetrassen: Anschlusstrasse E-Hub nach Schaffhausen/Neuhausen und E-Hub nach Beringen

Im Mittelpunkt steht der thermische saisonale Speicher. Die Abwärme wird über das gesamte Jahr mit hohem Wirkungsgrad in einer Heizzentrale auf 85°C erwärmt und im PTES gespeichert.

Im Sommer kann Wärmeenergie im Speicher gesammelt werden. Diese gespeicherte Wärme wird an kalten Tagen an die Haushalte abgegeben oder in Zyklen genutzt, um die Quellentemperatur der Wärmepumpen zu erhöhen, wodurch der Wirkungsgrad der Heizung deutlich verbessert wird.

Im Winter kann die gespeicherte Energie zusammen mit der gleichzeitigen Produktion von Wärme in der Heizzentrale an die Haushalte abgegeben werden. Der Speicher trägt ebenfalls dazu bei, die Spitzenlast (zusätzliche Wärmepumpenkapazität) zu substituieren, was zu erheblichen Investitionsersparnissen bei Wärmepumpen führt.

Der PTES kann je nach Betriebsstrategie zyklisch (Beladen, Entladen) genutzt werden, um den Wirkungsgrad der Wärmepumpe bei der Erwärmung des Speicherinhalts zu optimieren.

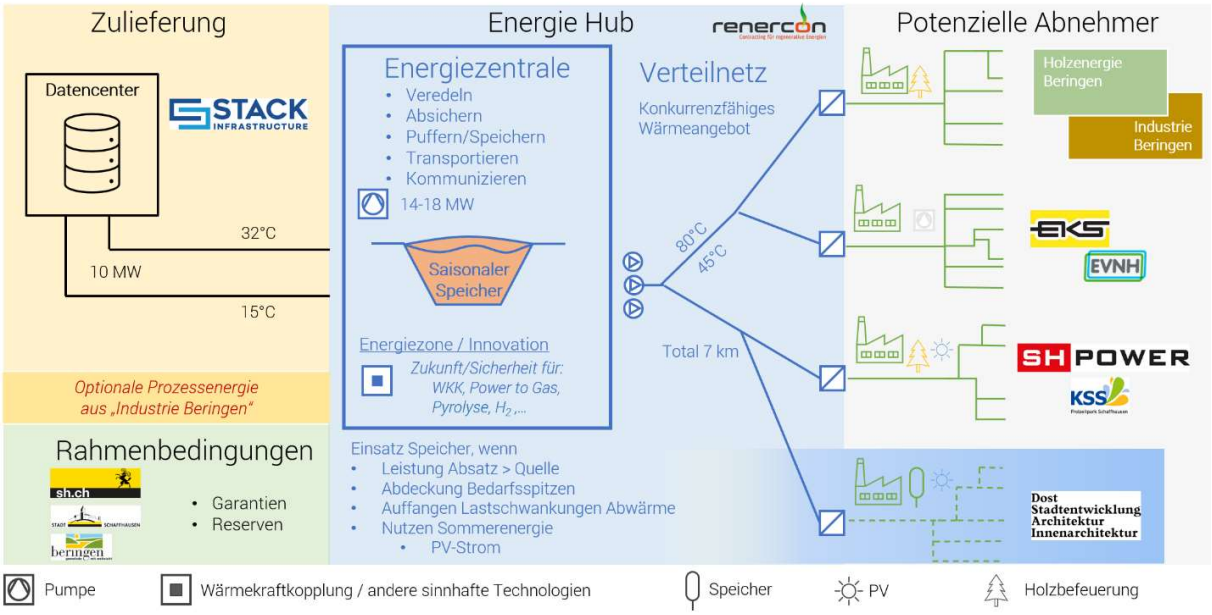


Abbildung 15: Lösungsansatz Renercon mit saisonalem Speicher

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

4.2 Geografische Lage E-Hub Komponenten

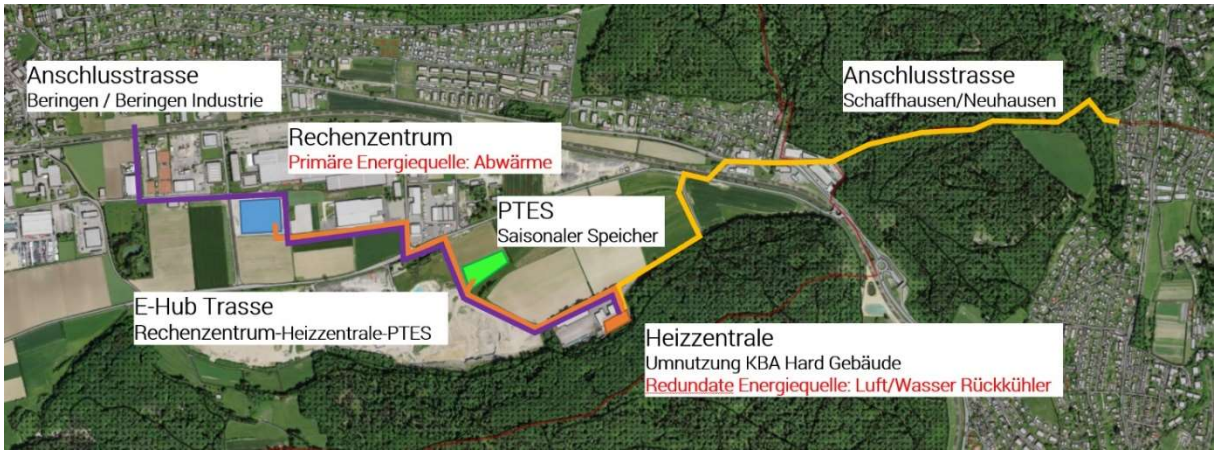


Abbildung 16: E-Hub System, geografische Übersicht

4.3 Abwärmequelle Rechenzentrum

Primäre Energiequelle: Abwärme 10MW
Besitzer: Stack Infrastructure
Name: Datencenter Beringen: ZUR02

4.3.1 Technische Daten

- Fläche 12'000m2
- Inbetriebnahme 2026
- IT-Leistung 36MW
- Installierter Wärmetauscher /Abwärme 10MW (VL 32°C / RL22°C)

Da STACK keine spezifischen Zusicherungen zur langfristigen Verfügbarkeit oder Menge der Abwärme macht, wurden für die Planung des E-Hubs die folgenden Annahmen getroffen.

Szenario real		2027	2032	2035
Rechenzenter **Abwärme**	Vorlauf (VL)	32°C	32°C	32°C
	Rücklauf (RL))	22°C	22°C	22°C
	Wärmetauscher (MW)	**4**	**8**	**10**

Abbildung 17: Leistung und Ausbaustufen Wärmetauscher Rechenzentrum

- Die verfügbare Abwärmeleistung wird bis 2035 auf 10 MW als konstante Grundlast angenommen. Das ergibt eine jährlich ausgekoppelte Abwärmemenge von 87.6 GWh.
- Durch den Einsatz von Wärmepumpen für den Temperaturhub stehen jährlich bis zu 114 GWh Nutzwärme zur Verfügung.
- Diese 10 MW entsprechen rund 28% der theoretischen IT-Last und werden als stabile Grundlast mit nur geringen Schwankungen betrachtet.
- Eine formale Abwärme-Liefergarantie seitens STACK besteht nicht.

4.3.2 Kritische Einordnung Verfügbarkeit der Rechenzentrum Abwärme

Die Nachfrage nach Rechenzentren in der Schweiz steigt kontinuierlich, insbesondere aufgrund der hohen Datensicherheit, klarer Rechtsrahmen sowie der voranschreitenden Digitalisierung. Das Risiko einer kurzfristigen oder dauerhaften Stilllegung des Rechenzentrums wird als gering eingestuft. Redundante Energiequellen (wie Luft-/Wasserrückkühler und PTES) im E-Hub-Konzept minimieren mögliche Ausfallrisiken.
Kurzfristige Unterbrechungen sind theoretisch denkbar, aber durch die interne N+2-Redundanz des Rechenzentrums nur in Ausnahmefällen zu erwarten.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

Für die langfristige Betrachtung wird angenommen, dass das Rechenzentrum mindestens 25 Jahre[11] und länger in Betrieb bleibt. Auch künftige technologische Modernisierungen werden voraussichtlich keinen negativen Einfluss auf die Verfügbarkeit der angestrebten 10 MW Abwärme haben, da diese lediglich 28% der Gesamtleistung darstellen und die kontinuierliche Kühlung einen Grundbedarf darstellt.

4.4 Redundanz der Wärmequelle bei Wegfall der Rechenzentrum-Abwärme

Sollte zukünftig aus irgendeinem Grund weniger Abwärme verfügbar sein als angenommen, muss die Wärmeversorgung zwingend durch alternative Systeme gewährleistet werden. Dazu gehört sowohl die technische wie auch die betriebswirtschaftliche Sicht.

Ein kurzfristiger Ausfall wird durch die vorgesehene Redundanz mittels Luft-/Wasser-Wärmetauschern ausgeglichen. Die Rückkühlanlage ist so dimensioniert, dass sie ganzjährig das gesamte Volumen des Rechenzentrums ersetzen kann. Die elektrische Effizienz dieser Wärmequelle liegt im Winter bei kalten Temperaturen hinter jener der Rechenzentrum-Abwärme zurück. Im Hochsommer können jedoch ähnliche Effizienzgrade erzielt werden. Die Wärme wird mit den vorhandenen Wärmepumpen produziert. Es ist ein nahtloser Übergang, bzw. Ergänzung zur Abwärme gewährleistet.

Fällt die Wärmequelle dauerhaft aus, z.B. wegen Stilllegung des Rechenzentrums, sollte auch die Wärmegewinnung auf ein System mit höherer Effizienz umgestellt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass mit dem Speicher eine Infrastruktur vorhanden ist, die ganzjährig grössere Wärmemengen aufnehmen kann.

In Dänemark heizt beispielsweise Solarthermie den Speicher auf. Dazu wurde allerdings eine grosse Freiflächenanlage erbaut. Darunter sorgen Schafe für die Pflege der Wiesenfläche.

Relativ einfach zu bewerkstelligen ist ein Pumpwerk, um Grundwasser als Wärmequelle zu nutzen. Dies ist eine vielfach eingesetzte, bewährte und verlässliche Wärmequelle mit konstanten Temperaturen. Dank des mächtigen Grundwasserstroms kann davon ausgegangen werden, dass die Energie aus dem Grundwasser reichen würde – insbesondere, wenn die Wärmeproduktion übers ganze Jahr verteilt werden kann.

Eine Option wäre auch, in der Nähe des Speichers Anlagen zur Energieumwandlung anzusiedeln. In den allermeisten Fällen entsteht dabei Abwärme. Wenn diese genutzt wird, verbessert sich die Ökobilanz der generierten Energie. Als mögliche Ansätze können folgende genannt werden:

- Winterstromproduktion mittels Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)
- Produktion von Wasserstoff
- Tiefengeothermie

Jede Diversifikation der Wärmequellen erhöht die Versorgungssicherheit und schafft Flexibilität für zukünftige Entwicklungen und den Ausbau. Deshalb sind die Redundanzüberlegungen auch im Regelbetrieb zu prüfen.

4.5 Heizzentrale auf KBA Hard mit redundanter Energiequelle

Die Heizzentrale ist das zentrale Steuerungselement des E-Hubs und veredelt die Abwärme. Mithilfe von Wärmepumpen wird die Abwärme auf eine für Fernwärme nutzbare Temperatur von rund 80–90 °C erhöht. Die Heizzentrale verteilt die Fernwärme an die verschiedenen Wärmeverbünde und steuert den thermischen Speicher. Der Platzbedarf beträgt ungefähr 1’000 m².

11 Durchschnittliche Lebensdauer eines Rechenzentrum Gebäudes 20-50Jahre: Quelle AWEL / ZH Studie Rechenzenten V1 31.8.2023



Abbildung 18:Standort E-Hub Heizzentrale auf KBA Hard

In Zusammenarbeit mit der Geschäftsleitung der KBA Hard wurde der Standort der Heizzentrale sorgfältig evaluiert, um sicherzustellen, dass die Geschäftstätigkeit der KBA Hard nicht negativ beeinflusst wird.

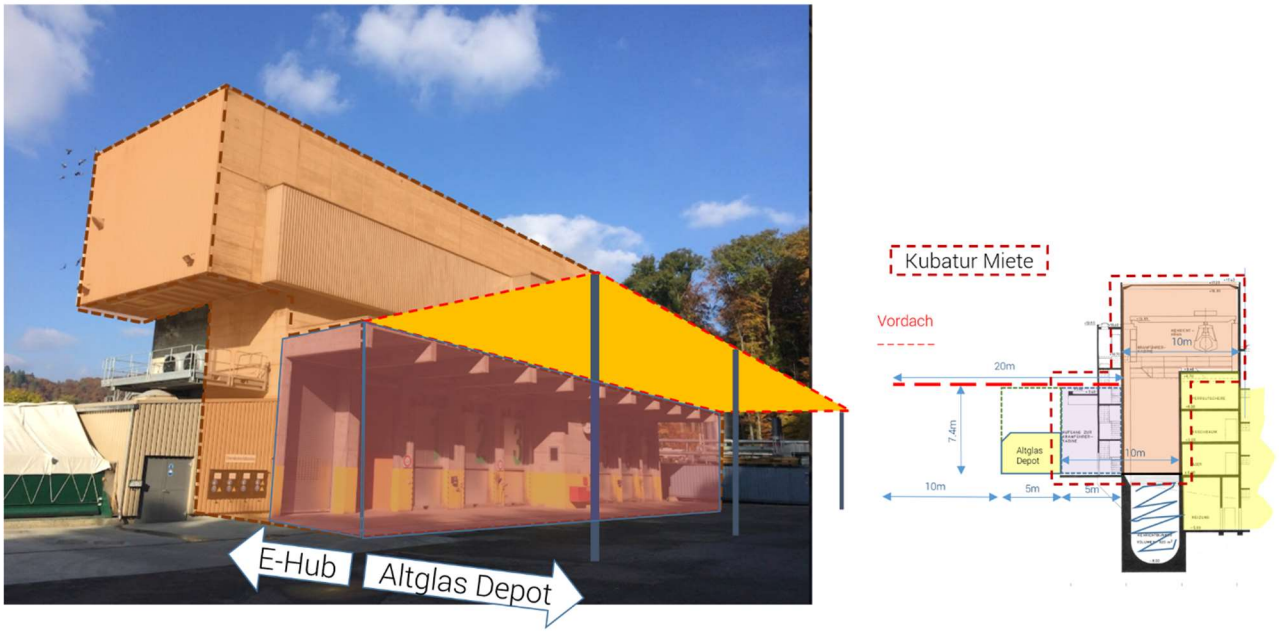


Abbildung 19: E-Hub Heizzentrale. Kubatur und Anbau an das bestehende KBA Hard Gebäude

Im Erdgeschoss (EG) wird der vorhandene Bunker, der derzeit als Altglasdepot dient, beansprucht. Das Altglasdepot wird um 10m an einen neuen Standort verschoben, wo es eine Überdachung erhält.

Auf dem Dach der Heizzentrale wird eine redundante Energiequelle in Form von Luft/Wasser-Rückkühlern installiert, um die Versorgungssicherheit auch bei einem Ausfall des Rechenzentrums zu gewährleisten.



Abbildung 20: Beispiel Luft/Wasser Rückkühlaggregat

Im Weitern soll die Integration von Photovoltaik (PV) in den Betrieb der Heizzentrale geprüft werden.

Mögliche Standorte für PV

- Restfläche, nebst den Redundanz Rückkühl-Aggregaten auf dem Dach der Heizzentrale
- PTES Oberfläche. Das Deckelsystem lässt die Installation von PV zu

Der E-Hub kann so mit dem saisonalen Wärmespeicher zur Stromnetzstabilisierung beitragen. Überschüssiger Strom, der während Sommertagen durch PV-Anlagen entsteht, kann gespeichert oder umgewandelt werden, um negative Strompreise zu vermeiden.

Der flexible Einsatz von Wärmepumpen und dem saisonalen Speicher ermöglicht eine effektive Netzstabilisierung, indem bei geringer Stromnachfrage Energie in Wärme umgewandelt und bei hoher Nachfrage der Betrieb der Wärmepumpen verzögert wird.

4.5.1 Optionale Photovoltaik auf PTES

Auf der PTES Oberfläche könnte Photovoltaik als Freiflächenanlage installiert werden. Es wäre mit einer Nennleistung von bis zu 1.3 MW, bzw. einem Jahresertrag von 1.4 GWh zu rechnen. Die erzeugte Energie ist nahezu vollständig im Eigenverbrauch zur Versorgung der Wärme- und Netzpumpen nutzbar. Damit würde der PTES solarenergie saisonal speichern.

Bei einer Investitionssumme von 1.6-2 Mio CHF resultieren Gestehungskosten für den Strom von weniger als 10 Rp./kWh, was deutlich unter dem Strompreis aus dem Versorgungsnetz liegt. Dies hat positiven Einfluss auf die Erzeugungskosten der Fernwärmeenergie des E-Hub.

Im Rahmen der raumplanerischen Gesamtbetrachtung ist zu prüfen, unter welchen Bedingungen die PV-Anlage auf dem PTES am vorgesehenen Standort genehmigungsfähig wäre.

4.5.2 Industrie Wärmepumpen Auslegung

Die Wärmepumpe soll die Niedertemperatur-Abwärme des Rechenzentrums oder anderer zukünftige Industrieprozess-Abwärme nutzen, um Fernwärme auf geeigneten Temperaturniveaus bereitzustellen.

Fällt die primäre Energiequelle (Rechenzentrum) weg, muss die Wärmepumpe in der Lage sein, auf die redundante Energiequelle (Luft/Wasser Rückkühler) umzuschalten. Im E-Hub werden Dual-Source-Industriewärmepumpen[12] mit CO_2 als Kältemittel eingesetzt, da sie kosteneffizient und umweltfreundlich sind. Zudem bieten sie optimale Wirkungsgrade und Einsatzmöglichkeiten für die im E-Hub benötigten Temperaturbereiche.

Die Wärmepumpenlösung wird in drei PHASEN umgesetzt:

- PHASE 1: Installation einer 3 MWth-Wärmepumpeneinheit.
- PHASE 2: Erweiterung um 5 MWth auf insgesamt 8 MWth.
- PHASE 3: Erweiterung um 5 MWth-Einheit auf total 13 MWth

12 Dual- Source/Zweiquellen-Wärmepumpe mit CO_2 als Kältemittel nutzt je nach optimalen Bedingungen entweder Wasser oder Umgebungsluft

Der schrittweise Ausbau minimiert Risiken und erlaubt eine flexible Reaktion auf neue Entwicklungen.

Total Installierte Wärmenpumpenleistung		
PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3
3MW	**8MW**	**13MW**

Abbildung 21: E-Hub Heizzentrale installierte Wärmepumpen Leistung

Die 13 MW Wärmepumpenleistung substituieren in Kombination mit dem PTES über 50 MW WP-Leistung ohne PTES

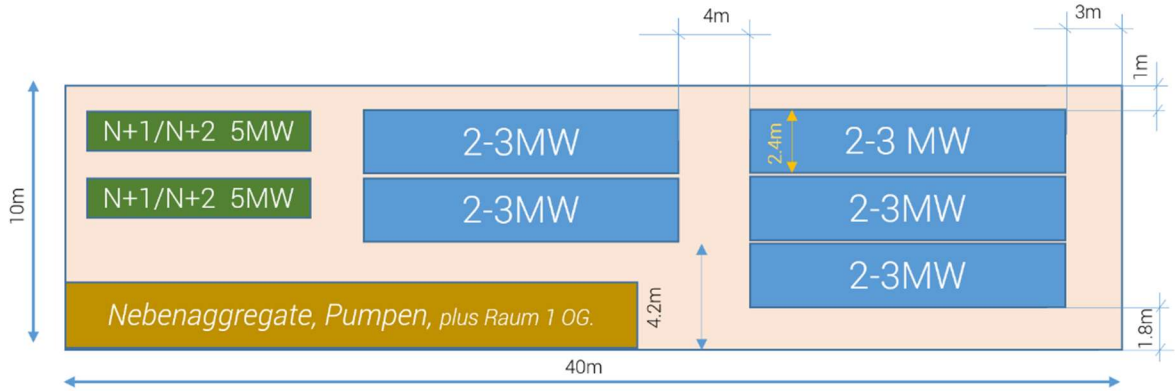


Abbildung 22: Mögliches Layout der Wärmepumpen und Aggregate in EG 40 x 10m

4.5.3 Leistung der Wärmepumpe

Die Effizienz einer Wärmepumpe wird durch den Leistungskoeffizienten (COP[13]) definiert, der das Verhältnis von Wärmeleistung zu elektrischer Leistung beschreibt. Ein höherer COP bedeutet eine effizientere Wärmeerzeugung bei geringerem Strombedarf. Die Wärmepumpeneinheiten verfügen über zwei Betriebsmodi: Quelle Rechenzentrum und Quelle Rückkühler:

- Primäre Energiequelle/Rechenzentrum: Dieser Modus nutzt die Abwärme des Rechenzentrums, die konstant erzeugt und über ein Wassersystem gesammelt wird, und über einen Wärmetauscher eine stabile Energieleistung den E-Hub abgibt. Aufgrund der Simulation kann mit einem konstanten COP von 4.45 gerechnet werden.
- Redundante Energiequelle Luft/Wasser Rückkühler: Dieser Modus nutzt Umgebungsbedingungen wie Lufttemperatur und Luftfeuchtigkeit zur Wärmeerzeugung, ist jedoch meist teurer als der Wasserbetrieb. Der COP variiert mit den Umgebungstemperaturen zwischen 3.4 und 2.2

13 Der COP-Wert, oder auch „Coefficient of Performance", gibt das Verhältnis der durch die Wärmepumpe erzeugten Wärme zu der dazu nötigen Antriebsenergie (Strom) an.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

4.5.4 Technisches Schema Heizzentrale E-Hub

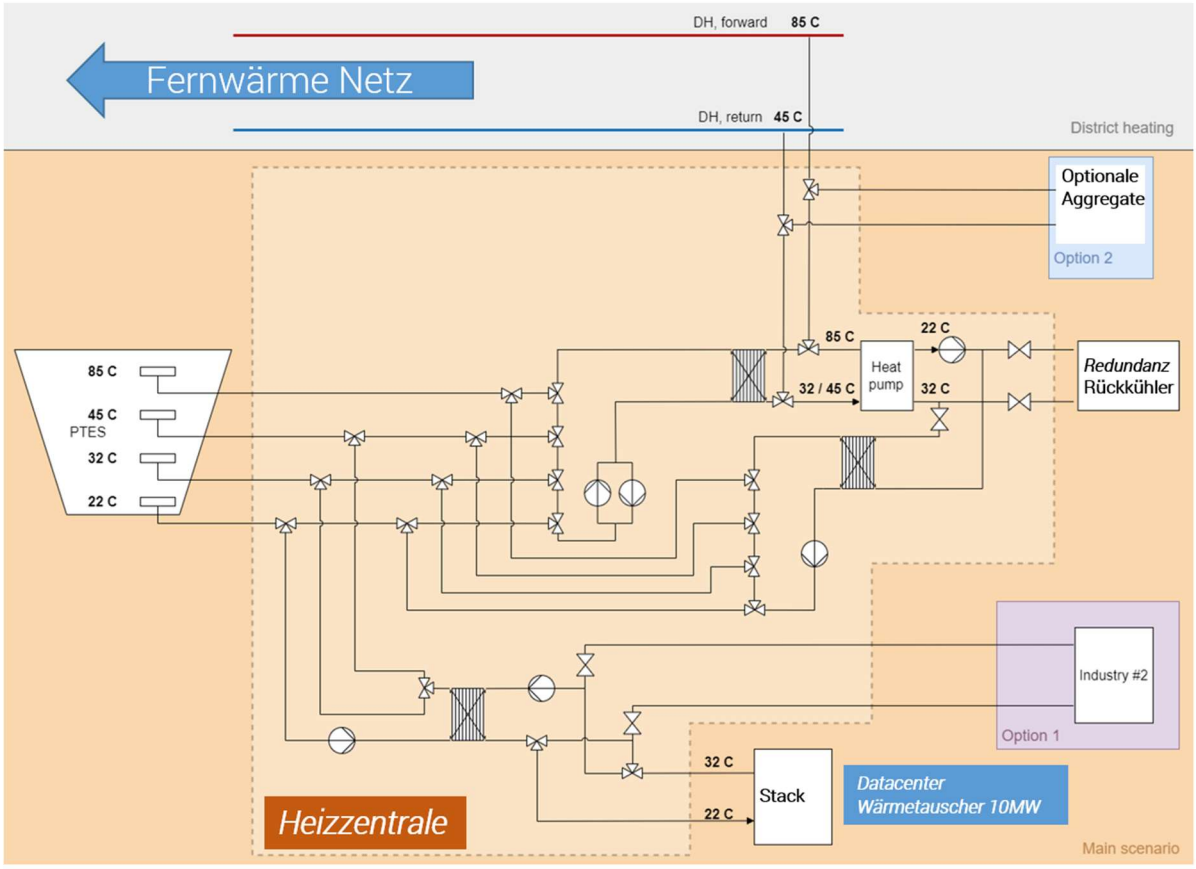


Abbildung 23: Schema E-Hub Heizzentrale

5 PTES

5.1.1 Standort PTES

Als möglicher Standort für den Speicher kommt das Kiesabbaugebiet „Auf dem Hard“ in Frage, welches von der Kies AG Zurzach – Beringen (im Folgenden Kies AG) betrieben wird. Dies eröffnet die Möglichkeit, Synergien mit dem laufenden Kiesabbau zu nutzen.

5.1.2 Zwei mögliche Speicherstandorte

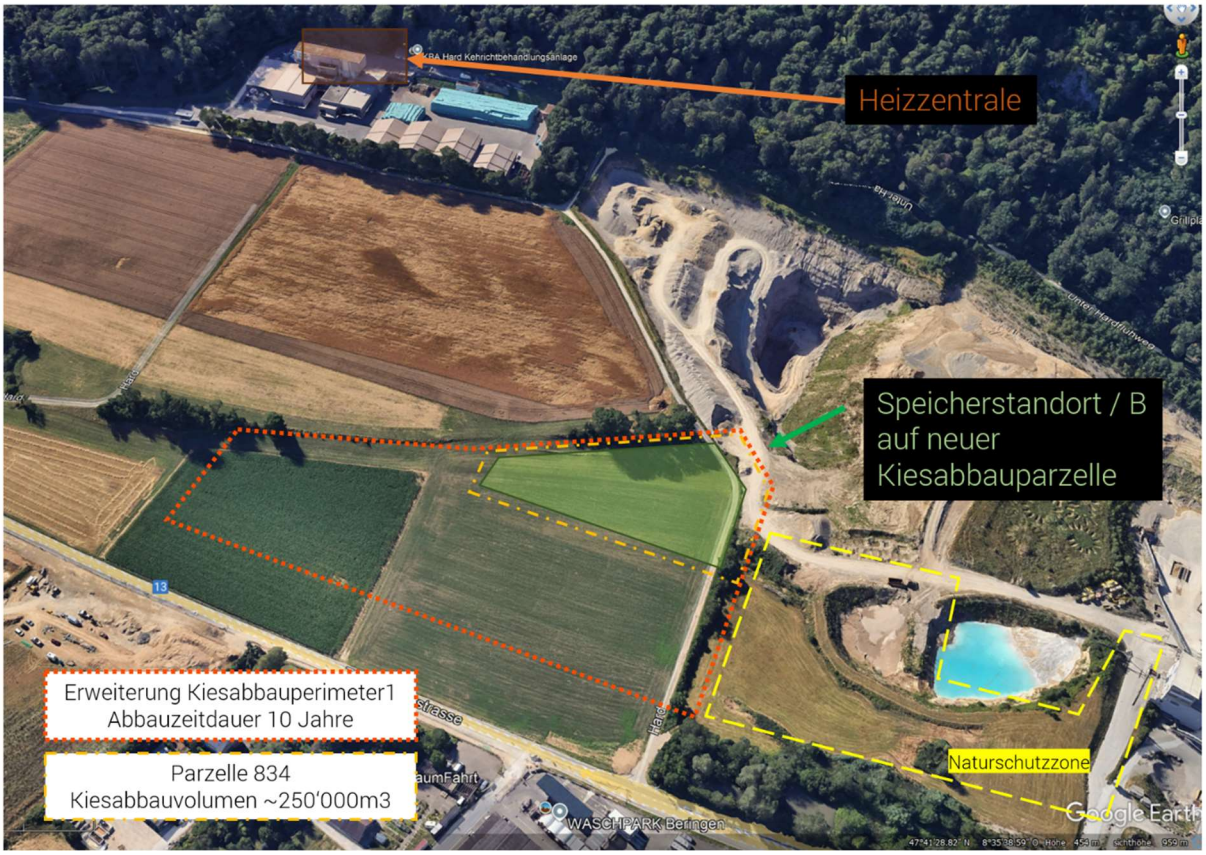


Abbildung 24: Abgeklärte Standorte für saisonalen Speicher PTES

5.1.2.1 Standort A (Verworfen, wird nicht weiterverfolgt)

Auf Grundlage der gesammelten Erkenntnisse wurde der Standort A in der bestehenden Kiesgrube aus nachfolgenden Gründen verworfen und nicht weiterverfolgt:

- Der Eingriff in den laufenden Abbauprozess ist zu komplex und würde erhebliche Kosten verursachen.
- Das bestehende Abbaugebiet ist offen. Um ein geschlossenes Becken zu schaffen, müssten die Seitenwände ähnlich einer Staumauer aufgebaut werden, was ebenfalls mit hohen Kosten verbunden wäre.
- Die aufgeschüttete Wand (Staumauer) lässt nur einen Böschungswinkel von ca.45° zu. Damit wird das Speichervolumen deutlich verringert.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

5.1.2.2 Der Standort B (Parzelle 834)

Standort B bietet folgende Vorteile:

- Ermöglicht eine kostengünstige Realisierung des PTES.
- Die bestehenden Wände können im Kiesabbau verbleiben und nahezu senkrecht (Böschungswinkel > 80°) gestaltet werden, wodurch ein maximales Speichervolumen bei minimaler Oberfläche entsteht.
- Der Kiesabbau zur Erstellung des Speichers verursacht nur einen minimalen zusätzlichen Aufwand für den laufenden Abbauprozess der Kies AG.
- Die neue Parzelle liegt bereits innerhalb des bestehenden Kiesabbaugebiets.
- Die Nähe zur Materialabbauzone «Auf dem Hard» ermöglicht Synergien mit dem Kiesabbau. Die Kies AG ist bereit, eine Lösung zu prüfen, sofern keine wirtschaftlichen Einbussen entstehen.

5.1.3 Vorabklärung der Bewilligungsfähigkeit für den Standort B

- Für den Standort B liegt derzeit noch keine Abbaubewilligung vor. Für eine Abbaubewilligung muss ein Abbaugesuch bei Tiefbau Schaffhausen eingereicht werden. Das Gesuch beinhaltet auch die Wiederauffüllung der Grube bzw. Rekultivierung, falls der Energiespeicher nicht realisiert werden kann.
- Die Absicht der Realisierung des Energiespeichers mit entsprechendem Planungsverfahren (separates Richtplan und Nutzungsplanungsverfahren) muss im Abbaugesuch enthalten und in der Bewilligungsverfügung thematisiert sein.
- Standort B liegt über dem Grundwasser, wobei der PTES einen Mindestabstand von 5 m zum Grundwasser einhalten muss.
- Das Grundwasser im Umkreis von 100m darf maximal um 3°C erwärmt werden.

5.1.4 Volumen und Wasserfüllung

Die geplante Speicherkapazität beträgt rund 250’000m³. Die Füllung erfolgt mit Leitungswasser, das im Durchlaufprinzip entmineralisiert wird. Der Auffüllprozess wird mehrere Monate in Anspruch nehmen. In Rücksprache mit der Wasserversorgung Beringen ist die Befüllung so weit wie möglich in der niederschlagsreichen Jahreszeit zu planen.

5.1.5 Kosten: Grube in der Kiesgrube der Kies AG

Die Kies AG muss für den entgangenen Gewinn aus der Auffüllung der Kiesgrube entschädigt werden. Die Entschädigung richtet sich nach dem genutzten Volumen des saisonalen Wärmespeichers über die Laufzeit von 50 Jahren. Die in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigte Entschädigung beträgt CHF 2.47 Mio.

5.1.6 Herausforderung / Kritische Punkte

PTES sind eine marktreife Technologie, die in Dänemark bereits seit Jahren erfolgreich eingesetzt wird, jedoch in der Schweiz Neuland darstellt. Fehlende Vergleichsprojekte führen zu Unsicherheiten im Planungs- und Bewilligungsprozess.
Renercon ist als «Research Partner» Teil des SwissSTES-Programms und begleitet mehrere Teilprojekte zur Förderung und zum Bau von PTES-Anlagen in der Schweiz.

Im SwissSTES-Teilprojekt «Raumplanung Ökooberfläche PTES → IRAP/FH-OST» untersucht Renercon gemeinsam mit der Wirtschaftsförderung SH, der HMC Energy (Planungsbüro der Kies AG) sowie Prof. Andreas Schneider (IRAP/FH-Ost), wie Gesetzeslücken geschlossen und umsetzbare Lösungsansätze entwickelt werden können.

Diese Grundlagen sollen mitunter die Bewilligungsfähigkeit des PTES auf der Parzelle 834 klären.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

5.1.7 Geometrie & Dimensionierung

Das Volumen von 250'000m3 wurde unter Berücksichtigung der folgenden Faktoren mittels Simulationsmodellen berechnet:

- Kosten-Nutzen-Analyse
- Betriebsstrategien des Speichers
- Spitzenlastabdeckung im Endausbau
- Sichere Distanz zwischen Speichersohle und Grundwasser

Die Geometrie wurde an die Gegebenheiten des Standorts sowie an die Parzelle 834 angepasst.

Die Geologie an diesem Abbaustandort, sowie der spezifische Abbauprozess ermöglichen steile Böschungswinkel. Dadurch entsteht ein maximales Volumen bei minimaler Oberfläche.



- Tiefe 45-50m
- Böschungswinkel ~7:1
- Oberfläche ca. 8'800m2
- Volumen 250'000m3
- Sichere Distanz zum Grundwasser

- Inhalt: Entmineralisiertes Wasser
  → Temperaturbereich 5° bis 90°C
  → Speicher einmalig befüllt
  → Wasserverlust pro Jahr < 1%

X1 Pumpstation

Abbildung 25: Geometrie PTES

5.1.8 Sensorik und Überwachung

Temperatursensoren werden in 0.5m Abständen an Inspektionsschächten installiert, um die vertikale Temperaturverteilung zu überwachen. Ergänzend kommen Leckage-Erkennungssysteme und Bodentemperaturüberwachung zum Einsatz.

Die Erwärmung des Bodens wurde am Beispiel des PTES im dänischen Dronninglund analysiert. Zu diesem Zweck wurden Sensoren im Erdreich neben dem Speicherbecken versetzt und die Temperaturentwicklung kontinuierlich aufgezeichnet. Es ist eine Erwärmung des Erdreichs zu beobachten. Innerhalb der gemessenen Zeitspanne (Juli 2023 bis Februar 2024) erwärmt sich der Boden in 15m um ca. 2K (von gut 10°C auf ca. 12°C).

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

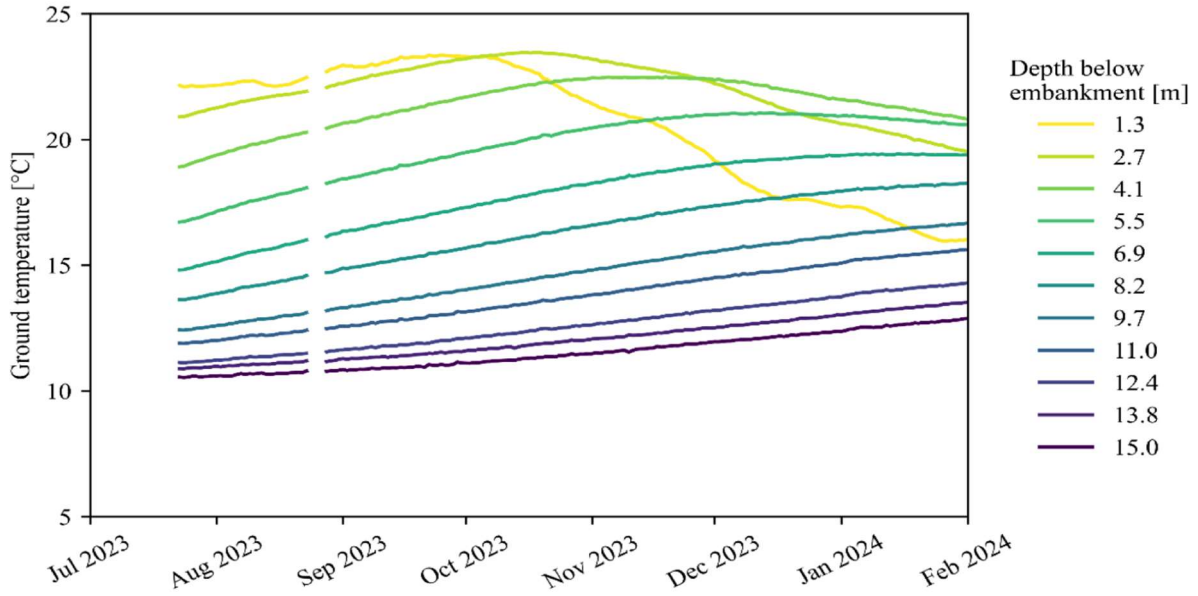


Abbildung 26: Bodentemperaturen in unterschiedlichen Tiefen, gemessen an der Nordseite des PTES-Damms[14] .

Der E-Hub PTES wird ebenfalls umfassend mit Sensoren für Feuchtigkeit und Temperatur ausgerüstet und kontinuierlich überwacht.

5.2 Fernwärmetrassen

Die veredelte Abwärme soll über Fernwärme-Anschlusstrassen an verschiedene Absatzgebiete (Gemeinde Beringen, Industrie Beringen, Stadt Schaffhausen, Neuhausen am Rheinfall) geliefert werden.
Die Anschlusstrassen sind Teil des E-Hub, während die Wärmeverbünde separat betrieben werden. Der E-Hub ersetzt Energiezentralen in dicht bebauten Gebieten und dient als Energielieferant. Der Einspeisepunkt befindet sich jeweils am Rand des Versorgungsgebiets. Ab diesem Punkt entwickelt der Wärmeverbundbetreiber sein eigenes Netz. Der Anschluss an das EVNH-Netz erfolgt indirekt über das Versorgungsnetz der SHPower.

Als Grundkonzept empfehlen wir, die Trassenplanung im Bereich Schaffhausen als Ringleitung zu gestalten, um eine effiziente und flexible Wärmeversorgung sicherzustellen.

Das Ringnetz mit der Ringleitung ist nicht Teil dieses Berichtes, da es in die Zuständigkeit des Wärmeverbundes fällt. Weitere Informationen zum Thema Ringnetz finden Sie dennoch im Kapitel 10.2 + Anhang 11.2

Im E-Hub Projekt wurden Varianten zur Erschliessung der Absatzgebiete geprüft, und Einspeisepunkte, Energiemengen und Leistungen gemeinsam mit lokalen Betreibern definiert.

Der E-Hub beinhaltet folgende 3 Trassen

- E-Hub Trasse (Rechenzentrum – Heizzentrale – PTES), Länge 1454m
- Anschlusstrasse E-Hub nach Schaffhausen/Neuhausen, Länge 1725m
- Anschlusstrasse E-Hub nach Beringen, Länge 2104m

14 DTU Studie; Høje Taastrup Pit Thermal Energy Storage 2023 Measurement Report

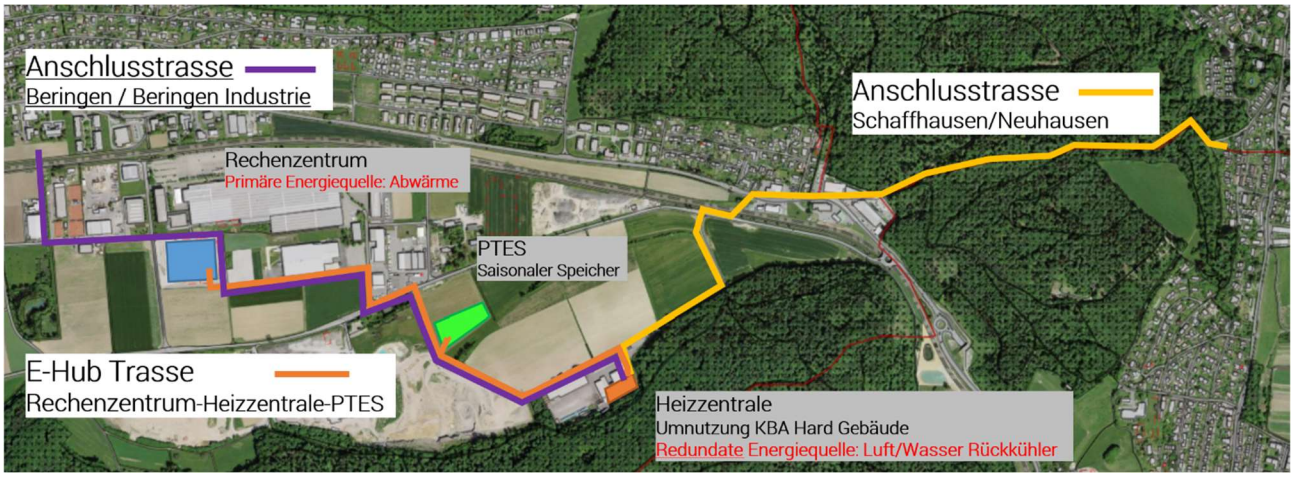


Abbildung 27: Darstellung der Trassenführung des E-Hubs

Im Bericht wurden die Anschlussleitungen des «E-Hub-Trasses» und der «Anschlussleitung Beringen» grob hinsichtlich Länge, Kosten und Machbarkeit analysiert.
Die Anschlussleitung nach Schaffhausen/Neuhausen hingegen wurde ausführlich untersucht.

5.2.1 E-Hub Trasse (Rechenzentrum – Heizzentrale – PTES)

Die Trassen verbinden die E-Hub Systemkomponenten und hat eine Länge von 1454m.

5.2.2 Anschlusstrasse Rechenzentrum

Gemäss STACK kann der Anschluss des Rechenzentrums (RZ) nur über die Parzelle 864 in Beringen (Eigentum der SIG Combibloc Services AG) erfolgen, da die Leitungsführung auf der Parzelle des Rechenzentrums durch Sicherheitsvorkehrungen und bestehenden Leitungen ausgeschlossen ist.

Eine Dienstbarkeit mit dem Eigentümer ist erforderlich. Die Leitungsführung wird so gestaltet, dass die Belastung für den Eigentümer minimiert wird. Die unterirdische Verlegung ist ausschliesslich im Randbereich der Parzelle vorgesehen.

Dienstbarkeit: Sollte der Eigentümer der Parzelle 864 eine Dienstbarkeit verweigern, könnte das rechtlich erzwungen werden. Dieses Szenario wird jedoch als wenig wahrscheinlich eingeschätzt und nicht angestrebt

5.2.3 Anschlusstrasse E-Hub nach Schaffhausen/Neuhausen

Vom E-Hub gibt es 3 grundsätzliche Möglichkeiten den Versorgungsperimeter zu erschliessen. Ein Grossteil der gewählten Leitungsführungen in der Waldzone/ Landwirtschaftszone, konnte so gewählt werden, dass die Fernwärme parallel zu Drittgewerken (Wasser, Elektro / Kanalisation / Kommunikation) liegt.

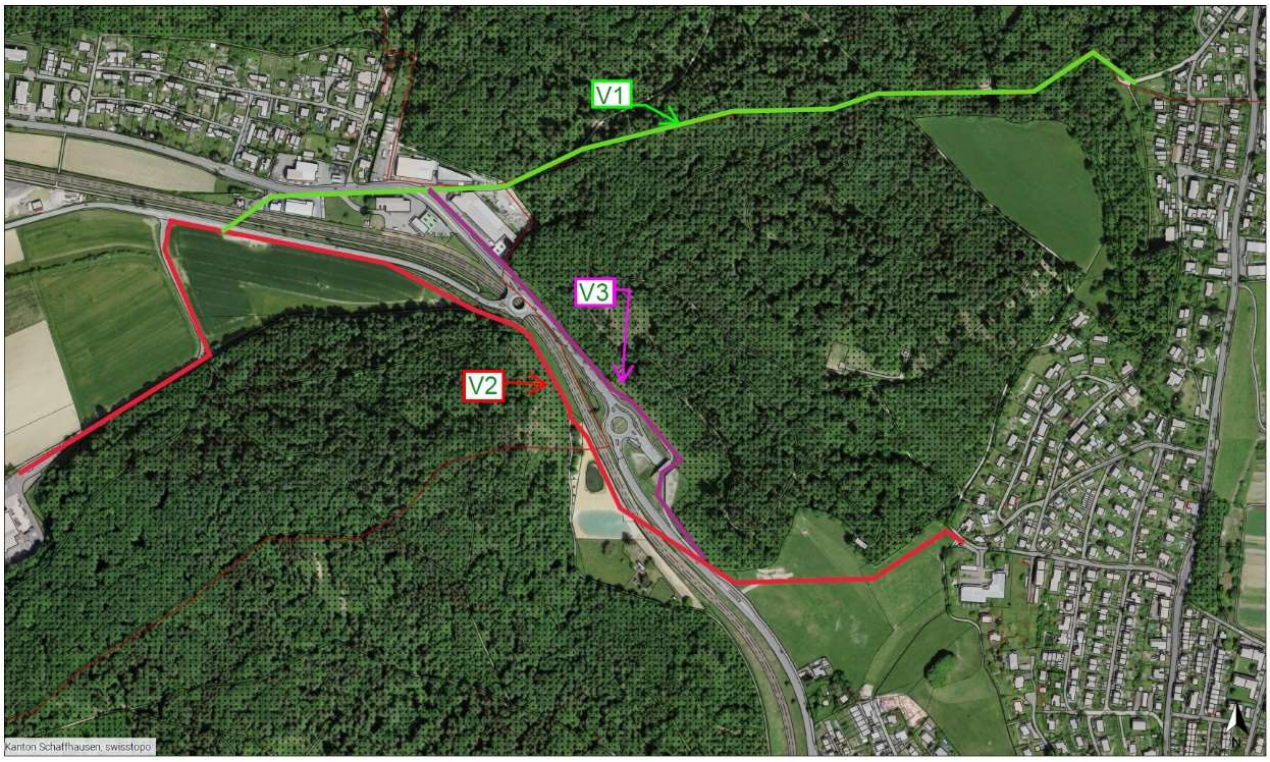


Abbildung 28: Darstellung der möglichen Leitungsführungen

Variante	Positiv	Risiken
V1, Engi-Wald	Relativ direkte Leitungsführung in das Versorgungsgebiet der SH-Power	Bahnquerung; Waldzone; Archäologie
V2, Neuhuser-Wald	Kurze Leitungsführung; sinnvoller und effizienter Versorgungsgebiets-Eintritt; Möglichkeit zur Optimierung durch Leitungsführung am Waldrand	Waldzone; Leitungsführung in Landwirtschaftszone; lange Bahnquerung; Sturzgebiet Engiflue (Risiko für Steinschlag, geologische Überprüfung notwendig)
V3, Klettgauerstrasse	Keine Waldzone betroffen; sinnvoller und effizienter Versorgungsgebiets-Eintritt	Komplexer Bau auf dem Trottoir (verlängert Bauzeit); Bauzeit entlang der Hauptstrasse nur mit grossem Aufwand (Nachtarbeit nötig); ungeklärte Bewilligung der Aufputz-Leitung am Tunnel-Gebäude

Bei allen 3 Varianten muss mit den betroffenen Grundeigentümern eine Durchleitung vereinbart werden.

5.2.3.1 Bewilligungsfähigkeit

Die Bewilligungsfähigkeit wurde anhand der Leitungsführung der 1. Variante Engi-Wald beim kantonalen Bauinspektorat angefragt und mit dem Schreiben vom 10.10.2024 ausführlich beantwortet. Die betroffenen Gemeinden und Fallstellen wurden angehört. Von den Gemeinden und Fachstellen wurden wichtige Konkretisierungen und Einschränkungen vermittelt, welchen grösstenteils entsprochen werden kann. Das Bauvorhaben kann aus raumplanungsrechtlicher Sicht und unter Berücksichtigung der Anträge der Fachstellen und Gemeinden als bewilligungsfähig eingestuft werden.

Die Stellungnahme ist folgend auf die zu prüfenden Einwände konkretisiert.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

- Kantonsforstamt:
  - Bauten dürfen für den Wald nicht nachteilig sein. Eine Ausnahme ist möglich, wenn wichtige Gründe nachgewiesen werden können.
    - Forstrechtliche Bewilligung
    - Der Streckenverlauf ist frühzeitig mit dem Kantonsforstamt zu besprechen
- Tiefbau Schaffhausen, Gewässer, Materialabbau
  - Der eingedolte Bach Gretzengraben wird 3x gequert
    - Die parallele Führung an der Trasadingerstrasse im Gewässerraum muss vermieden werden. Der Gewässerraum ragt ca. 6m in die Landwirtschaftszone rein. Somit müsste das Fernwärmetrasse um ca. 5m in die Landwirtschaftszone geschoben werden. Das kantonale Landwirtschaftsamt hat eingebracht, dass der Leitungsverlauf nach Möglichkeit entlang des Strassenareals zu realisieren ist.
    - Im Bereich der Bahnquerung und im Bereich der Schaffhauserstrasse ist eine Leitungsführung ausserhalb des Gewässerraumes nicht möglich. Eine Verschiebung der Unterstossung des Bahntrasses Richtung Osten wäre eine prüfbare Möglichkeit.

5.2.3.2 Leitungsdimensionierung

Die Leitungen werden mit 2 unterschiedlichen Profilen gerechnet. In der Variante 1 werden die Wärmepumpenaustrittstemperaturen von 85°C für die Kalkulation verwendet. Bei der Variante 2 wird geprüft, welche Möglichkeiten eine Spitzenlastabdeckung mit einer Vorlauftemperaturerhöhung von 10K bieten würde. Die maximale empfohlene Fliessgeschwindigkeit von max. 4.5m/s wird eingehalten.

1. Dimensionierung: VL 85/50°C 39MW (86'111MWh à 2200 Volllaststunden)

	Pa/m (VL/RL)	Fliessgeschwindigkeit m/s
DN400	92/95	2.25
DN350	184/190	2.94
DN300	304/313	3.57

2. Dimensionierung: VL 95/50°C 39MW (86'111MWh à 2200 Volllaststunden)

	Pa/m (VL/RL)	Fliessgeschwindigkeit m/s
DN300	185/192	2.79
DN250	453/471	3.94

Um die Wärmeleistung durch ein Kunststoffmantelrohr mit Nenndurchmesser DN300 zu bekommen, gibt es 2 Varianten.

- Grosse Pumpen
- Vorlauftemperatur erhöhen

Grosse Pumpen haben höhere Initialkosten und benötigten massiv mehr elektrische Energie. Wenn man die 39MW mit einer DN300 Leitung bei 85/50°C transportieren möchte, ergibt das elektrische Mehrkosten (23.4 Rp./kWh) von ca. 100’000.- CHF pro Jahr im Vergleich zu einer DN350 Leitung an.

Die DN300-Leitung kann bis zu einer Leistung von 30 MW bei einer Temperatur von 85/50 °C betrieben werden. Bei einer höheren Leistung müsste die Vorlauftemperatur mithilfe eines Wärmeerzeugers schrittweise auf 95 °C angehoben werden.

Da aktuell keine der oben genannten Varianten weiterverfolgt werden soll, werden für die Kalkulationen die DN300- und DN350-Leitungen miteinander verglichen.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

5.2.3.3 Wärmeverlust

Die 1725m lange Transit- Leitung weist einen Wärmeverlust von rund 770 MWh/a auf. Dies entspricht ca. 1% der gelieferten Energiemenge.

Der Temperaturverlust bis zum Versorgungsgebiet beträgt auf dem Vorlauf bei Volllast 0.1K, bei Sommerlast ca. 1.7K.

5.2.3.4 Grabenquerschnitt

Im Druckbereich und Temperaturbereich, in welchem sich das Projekt befindet, sind als Fernwärmerohre nur Kunststoffmantelrohre einzusetzen. Es werden 2 Leitungen mit einem Innendurchmesser von 350mm verlegt. Im Dimensionsbereich von DN350 gibt es keine Alternativen in Form von Duo Rohren.

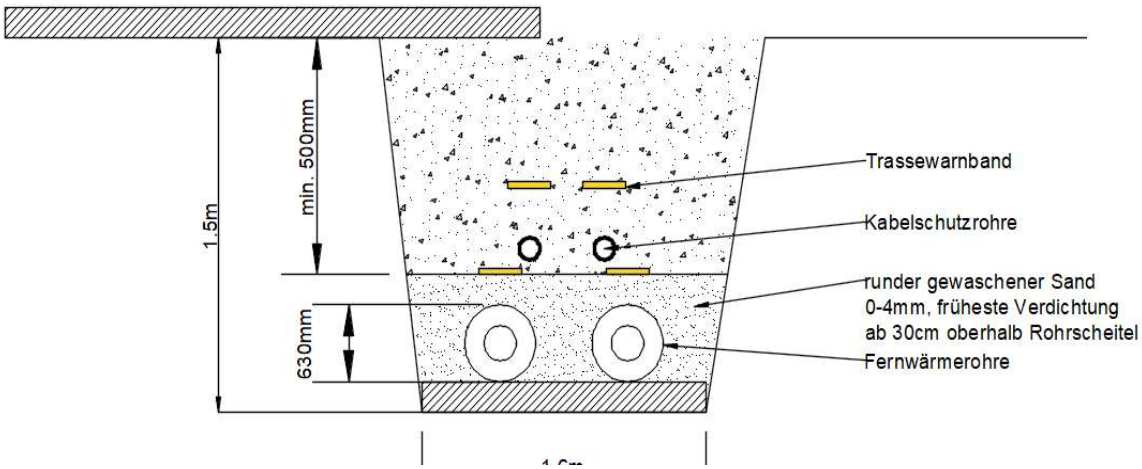


Abbildung 29: Grabenquerschnitt KMR-350

5.2.3.5 Baukosten

Die Baukosten wurden anhand von Angeboten und Erfahrungswerten eruiert. Die Entschädigungen für Landwirtschaftsland sind gemäss Empfehlung einkalkuliert. Die folgenden Kosten sind inkl. Planung exkl. MwSt. und als Richtpreis +/-20% zu verstehen.

Variante	Gesamtkosten	Kosten Fr./ Trm	Länge Trasse M
Variante 1 DN300	4’930’000	2’858	1’725
Variante 2 DN300	4’520’000	2’954	1’530
Variante 3 DN300	5’070’000	2’864	1’770
Variante 1 DN350	5’250’000	3’043	1’725
Variante 2 DN350	4’890’000	3’196	1’530
Variante 3 DN350	5’390’000	3’045	1’770

Die 3 Leitungsvarianten unterscheiden sich in den Gesamtkosten ca. 10%.

5.2.3.6 Grobterminplan

Die Planung und Dienstbarkeiten belaufen sich auf ca. 4 Monate, während die Bewilligung ca. 6 Monate dauert (ohne Rekurse). Im vorhandenen Perimeter kann man mit 2 Equipen arbeiten. Somit kann ca. 200m pro Monat Trasse verlegen werden, was min. 9 Monate Bauzeit bis zum Versorgungsperimeter entspricht.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

5.2.4 Anschlusstrasse E-Hub nach Beringen

Für die Versorgung der Gemeinde Beringen muss die Bahnlinie der Deutschen Bahn gequert werden. Da die Fernwärme mit starren Rohren arbeitet, eignet sich nicht jede Querung für eine HDD Bohrung (Horizontal Spühlbohrung) für die Fernwärme.

Die Holzenergie Beringen wird die Energie ab der Bahnunterquerung in ihr geplantes Ausbaunetz übernehmen.



Abbildung 30: Bahnquerung Gemeinde Parzellen auf Hagenwiesenweg

Beidseitig steht ausreichend freie Fläche zur Verfügung, um eine HDD-Bohrung zu ermöglichen. Die nördlich angrenzenden Parzellen befinden sich im Eigentum des Kantons Schaffhausen. Diese Querungen wären minimalinvasiv und verlaufen nahezu auf der Luftlinie zwischen dem Rechenzentrum und dem Dorfkern. Die Gesamtlänge der Trasse beträgt 2104m.

6 Bewilligungsrechtliche Aspekte E-Hub

Die technische Machbarkeit vergleichbarer Fernwärmenetze mit Wärmespeichern ist durch Projekte, insbesondere in Dänemark, nachgewiesen, wodurch Risiken besser eingeschätzt werden können. In der Schweiz könnte dieses Projekt als Vorzeigebeispiel für ähnliche Vorhaben dienen.

Die grösste Herausforderung besteht im zeitaufwendigen Planungs- und Bewilligungsprozess für die Energiezentrale, die Wärmespeicher und die Fernwärmeleitungen. Für die einzelnen Bestandteile des E-Hub sind unterschiedliche Verfahren relevant.

Für das Projekt wurden die Abklärungen bestmöglich getroffen. Es gibt jedoch noch offene, ungeklärte Punkte, die der Tatsache geschuldet sind, dass es sich um den ersten PTES (Pit Thermal Energy Storage) in der Schweiz handelt und die gesetzliche Grundlage in diesem Bereich noch nicht vollständig entwickelt ist. PTES sind jedoch Teil der Energiestrategie des Bundes, und der Wille zur Lösungsfindung ist deutlich erkennbar.

Aus Sicht der Projektleitung gibt es derzeit keinen Grund, welcher das Projekt aus heutiger Sicht unmöglich machen würde.

6.1 Richtplananpassung

Die Anpassung des Richtplans ist von zentraler Bedeutung für die Umsetzung des E-Hub. Klare Rahmenbedingungen sowie eine effiziente Standort- und Umweltprüfung gewährleisten Rechtssicherheit und minimieren Verzögerungen. Die Zuständigkeit hierfür liegt beim Kanton.

6.1.1 Bewertung und Notwendigkeit

Das Planungs- und Naturschutzamt (PNA) bewertet das Gesamtprojekt aufgrund seiner raumwirksamen Faktoren als richtplanrelevant.

Für die Schaffung von Rechtssicherheit ist eine Festsetzung im kantonalen Richtplan erforderlich, die vom Regierungsrat unterstützt wird. Trotz kritischer Einschätzungen seitens Raumplanungsexperten ermöglicht die Richtplanaufnahme die Einbindung betroffener Gemeinden wie Schaffhausen und Neuhausen. Angesichts der Dringlichkeit des Vorhabens muss die Anpassung zügig und ohne Verzögerungen erfolgen.

Das Projekt kann im Rahmen der laufenden ordentlichen Überarbeitung des Richtplanes im Kapitel «Energie» behandelt werden. Voraussetzung dafür ist die fristgerechte Einreichung der notwendigen Umweltabklärungen bis Frühjahr 2025.

Verfahrensunklarheiten und mögliche Verzögerungen gefährden die Umsetzung des E-Hub. Klare Rahmenbedingungen und ein definiertes Verfahren bis 2025 sind essenziell für Planungssicherheit.

6.1.2 Standorterwägung

Das PNA fordert eine Abwägung verschiedener Standorte auf Stufe Richtplan.

6.1.3 Umweltabklärungen

Die Umweltabklärungen für die Richtplanfestsetzung sollen extern mit kantonaler Unterstützung erfolgen. Parallel kann ein Pflichtenheft für spätere Abklärungen im Baubewilligungsverfahren erstellt werden. Folgende Punkte wurden mit kantonalen Stellen diskutiert:

- Fruchtfolgefläche: Verlust wird kritisch beurteilt.
- Waldabstand: Erweiterungen der Energiezentrale müssen den Waldabstand einhalten.
- Effizienz: Abwärme sollte mit höchstmöglichem Effizienzgrad genutzt werden.
- PV-Anlagen: Prüfung von PV-Anlagen über dem Wärmespeicher, unter Berücksichtigung der Reflektion.
- UVP: Freiwillige, vereinfachte Umweltverträglichkeitsprüfung wird in Form eines Umweltverträglichkeitsberichtes (UVP) empfohlen.
- Lärmschutz: Lärmausbreitung der Rückkühler ist zu berücksichtigen.

- Grundwasser: Standort B liegt über Grundwasser, daher sind Grundwasserspiegel und potenzielle Erwärmung zu prüfen.
- Richtplanung: Die Anpassung der Richtplanung legitimiert das Projekt und schafft Rechtssicherheit.

6.1.4 Nutzungsplanung

Die Umsetzung eines saisonalen Wärmespeichers erfordert eine Anpassung der Nutzungsplanung und muss auf dem kantonalen Richtplan basieren. Die Zuständigkeit liegt bei der Gemeinde Beringen.



Abbildung 31: Parzelle 834 / PTES Standort in Beringen

Die Parzelle 834 in Beringen liegt derzeit in einer Landwirtschaftszone (LW) mit einer überlagernden Materialabbauzone (MA). Gemäss aktueller Bauordnung sind dort keine Bauten zulässig, die nicht im Zusammenhang mit dem Materialabbau stehen, wodurch ein saisonaler Speicher ausgeschlossen ist.

Notwendige Anpassungen

- Option 1: Anpassung der Bauordnung, um die Nutzung der Materialabbauzone für einen unterirdischen Speicher zu erlauben.
- Option 2: Schaffung einer neuen Zone, die die Nutzung des Standorts ermöglicht.

Beiden Optionen sind mit der Bauordnung Beringen und der kantonalen Nutzungsplanungszone abzuklären.

6.1.5 Kritische Faktoren

- Die PTES Baute auf Parzelle 834 kann als nicht zusammenhängende Bauzone, bzw. als Insellösung» betrachtet werden.
- Eine neue Zone mit Bauzonen-Eigenschaften ist nur zulässig, wenn die Standortgebundenheit des Vorhabens nachgewiesen wird, da sonst eine solche Zone gemäss Bundesgerichts-Rechtsprechung unzulässig wäre.

Als mögliche Lösung könnte die temporäre Baute in der Materialabbauzone dienen.
Der Kiesabbau dauert je nach Ort mehrere Jahrzehnte und liegt in der Regel nicht in einer Bauzone. Dennoch werden für den Kiesabbau Bauten errichtet, um den Betrieb zu ermöglichen.
Es soll geprüft werden, ob der Speicher als temporäre Baute über die gesamte Nutzungsdauer angesehen werden kann.

Die Nachweispflicht der Standortgebundenheit wird daher entscheidend für die rechtliche Umsetzung des saisonalen Speichers und ist im Jahr 2025 abzuklären.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

6.1.6 Erweiterung Materialabbau

Im Rahmen der Bewilligung des Materialabbaus auf Parzelle 834 gilt es den planerisch effizientesten Weg zu finden. Geprüft wird die Möglichkeit einer Erweiterung des bestehenden Abbaugebiets mittels einer «Arrondierung[15]» in die Parzelle 834.

6.2 Baubewilligung

6.2.1 Energiezentrale

Die Energiezentrale ist auf dem Gelände der KBA Hard (Parzelle 2211 in Beringen) geplant. Da sich die KBA Hard in der Industriezone 2 befindet, ist keine Umzonung erforderlich. Für die Umnutzung des Gebäudes oder bauliche Änderungen ist jedoch eine Baubewilligung notwendig. Gemäss Art. 57 BauG in Verbindung mit § 22 BauV ist hierfür das Bauinspektorat zuständig. Die Zuständigkeit liegt beim kantonalen Baudepartement.

Da es sich um eine Industriezone handelt, wird die Baubewilligung als unkritisch angesehen.

6.2.2 Saisonaler Wärmespeicher

Liegt der saisonale Speicher ausserhalb einer Bauzone, ist eine Ausnahmebewilligung des Baudepartements des Kantons erforderlich. Unabhängig davon dürfte der Speicher unter Art. 57 Abs. 1h BauG fallen. Im Falle einer Ausnahmebewilligung ist das PNA zuständig.

6.2.3 Verteilnetz

Öffentliche Strassen können für das Verteilnetz[16] kostenlos genutzt werden. Bei privaten Parzellen sind die Eigentümer über Dienstbarkeitsverträge zu entschädigen. Die Baubewilligung erfolgt entsprechend den örtlichen Vorgaben.

6.3 Umweltverträglichkeitsprüfung

Laut Prüfung der Koordinationsstelle für Umweltschutz (KofU) vom 13. Mai 2024 unterliegen die geplanten Anlagen keiner UVP-Pflicht. Das Vorhaben muss jedoch die geltenden Umweltvorschriften einhalten, ohne eine umfassende Interessenabwägung durchführen zu müssen.

6.4 Stauanlagengesetz

Bei einer möglichen Begradigung des Speicherrandes eines PTES 834 könnten Aufschüttungen und Wälle erstellt werden. Sobald solche Wälle Wasser zurückhalten, könnten sie unter das Stauanlagengesetz fallen.

Da auf der Parzelle 834 nach aktuellem Stand keine zusätzlichen Wälle erforderlich sind, ist eine Anwendung dieses Gesetzes nicht zu erwarten. Die potenzielle Gefährdungseinstufung wird im Rahmen der weiteren Planung und des Baubewilligungsverfahrens geprüft und entsprechend berücksichtigt.

15 Arrondierung: Abrundung oder Erweiterung eines bestehenden Gebiets, um eine zusammenhängende, logische und effiziente Fläche zu schaffen.

16 Art. 54 Strassengesetz Schaffhausen (725.100)

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

7 E-Hub System Simulation / Energie Daten

Die Simulation wurde mit der Software pyTRNSYS durchgeführt. Spezifikationen aus Abklärungen und Annahmen bilden die Grundlage für das Modell und die Simulierung des Betriebs.
Das pyTRNSYS ist eine vom Forschungsinstitut SPF entwickelte Python-Erweiterung für TRNSYS. TRNSYS selbst ist ein flexibles, grafikbasiertes Simulationsprogramm für transiente Systeme, welches für diverse Anwendungen (vor allem energetische Anwendungen) vielerorts für Forschungs- und auch Industriezwecke verwendet wird.

7.1 Rahmenbedingungen Simulation

Die Simulation analysiert ein ganzes Jahr, ist stundenbasiert und geht von einem eingespielten System aus. Für die Simulation wurden Wetterdaten zum zukünftigen Klima der SIA 2028 für Schaffhausen des Jahres 2035 genommen[17]. Entsprechend sind diese Daten Zukunftsdaten und mit Unsicherheiten behaftet. Jedoch berücksichtigt die SIA 2028 auch die Tatsache, dass das Klima wärmer wird. Ebenfalls geht die Simulation davon aus, dass das Rechenzentrum das ganze Jahr durch als Grundlast zur Verfügung steht.

Der Speicher besitzt eine Grösse von 250’000m^3. Obwohl für das System die Temperaturen von 45 – 90 °C relevant sind, könnte zu einem späteren Zeitpunkt der Speicher weiter ausgekühlt werden. Deswegen wird für die Berechnung des Energieinhaltes ein Temperaturunterschied von 80 Kelvin genommen (10 – 90 °C). Das resultiert in einer maximal möglichen Speichermenge von gut 23’000 MWh.

Der Wärmebedarf wurde anhand der Aussentemperatur, der Heizgrenze (18°C) und Gewichtung pro Stunde des Tages (Morgen und Abendspitzen) auf jedes Kelvin Unterschied zwischen Heizgrenze und Aussentemperatur verteilt. Daraus wurde die benötigte Leistung dieser Stunde ermittelt.

7.2 PHASE 1: 20% Auslastung

In der PHASE 1 wird mit einem Wärmebedarf von 20% der Endauslastung (17’222 MWh) pro Jahr und einer verfügbaren Abwärmeleistung von 4MW ab Rechenzentrum gerechnet. Folgend wird der Jahresverlauf von folgenden Indikatoren stündlich dargestellt:

- Wärmebedarf (in MW für jede Stunde)
- Entladungsleistung des Speichers (in MW, positiv = Entladung, negativ = Beladung)
- Spitzenlast/Boilerleistung (falls überhaupt nötig, in MW)
- Wärmeleistung der WP (in MW)
- Strombedarf der WP (in MW)
- Energieinhalt des Speichers (zur Stunde x, in GWh)

Die Zeitachse besteht aus Stunden, die Aufteilung der Beschriftung ist monatlich, jeder Abstand zwischen zwei Zeitangaben stellt einen Monat dar.

17 Quelle: https://www.sia.ch/de/cms/dienstleistungen/normenundordnungen?item=8133#7956

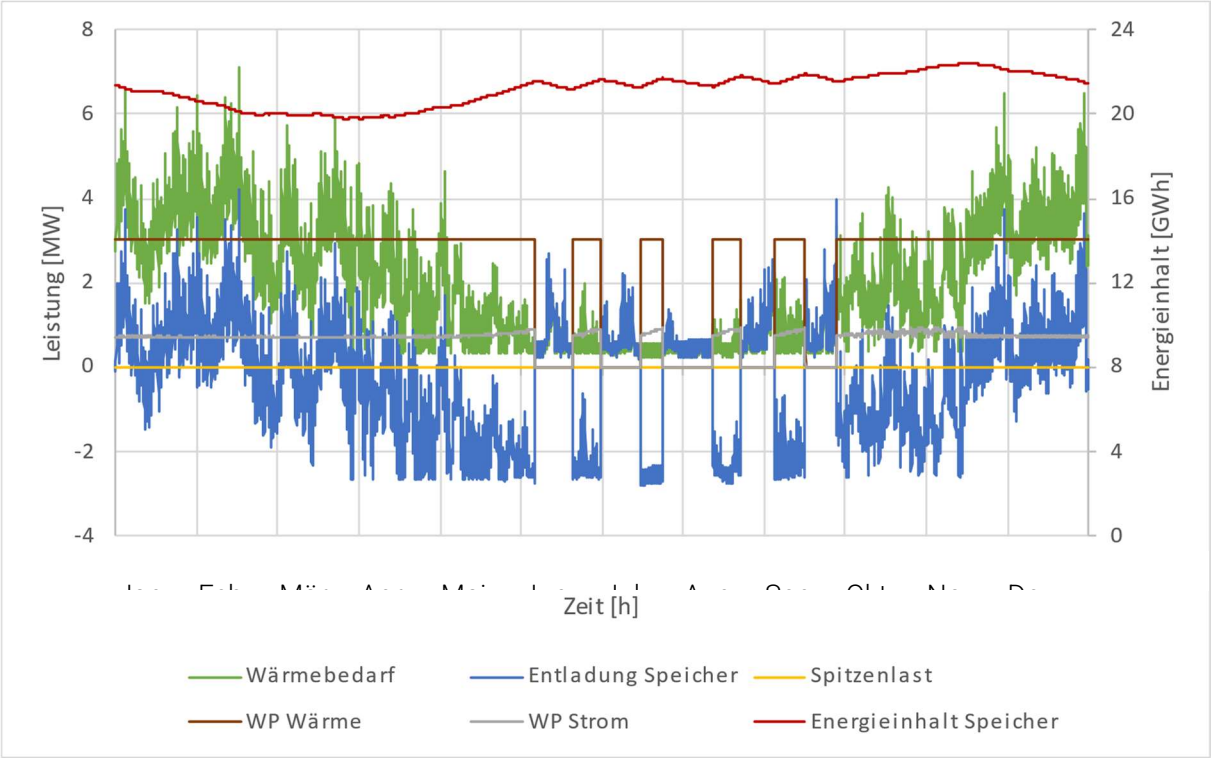


Abbildung 32: Jahresverlauf PHASE 1

In der Grafik veranschaulicht:

- **Beladung** startet im April und ist nach zwei Monaten abgeschlossen (ohne WP-Taktung).
- **Entladung** erfolgt von November bis März.
- **Keine Spitzenlast**/Boilerleistung nötig (gelbe Linie bleibt konstant).
- Die WP wird im Sommer mehrfach wochenlang abgeschaltet.
- Nur ein kleiner Teil der 250'000m³ Speicher wird genutzt (ca. 3 GWh Speicherkapazität).

Die Zick-Zack-Linie des Speichers ist auf das Laden zurückzuführen: Wenn der Speicher in der obersten Schicht die maximale Temperatur erreicht, wird die Wärmepumpe ausgeschalten. Während dieser PHASE wird der Bedarf alleine durch den Speicher gedeckt, bis die unterste Schicht einen Temperatursollwert unterschreitet. Danach schaltet die WP wieder ein und belädt den Speicher weiter.

Weitere Erkenntnisse sind möglich, wenn man die Jahresdauerlinie betrachtet. Hier wird aufgezeigt, wie sich die Energieherkunft zusammensetzt. Dabei ist die grösste benötigte Leistung des Bedarfs ganz links angeordnet und wird der Grösse nach zur kleinsten benötigten Leistung aufgezeigt.

Der Übersichtlichkeit geschuldet werden in dieser Grafik gleitende Mittelwerte genommen, weswegen bei tiefer Last eine Zackenform entsteht. Der Grund dafür ist, dass die Wärmepumpe immer wieder an und abschaltet und durch den gleitenden Mittelwert die Taktung als Zacken erscheinen.

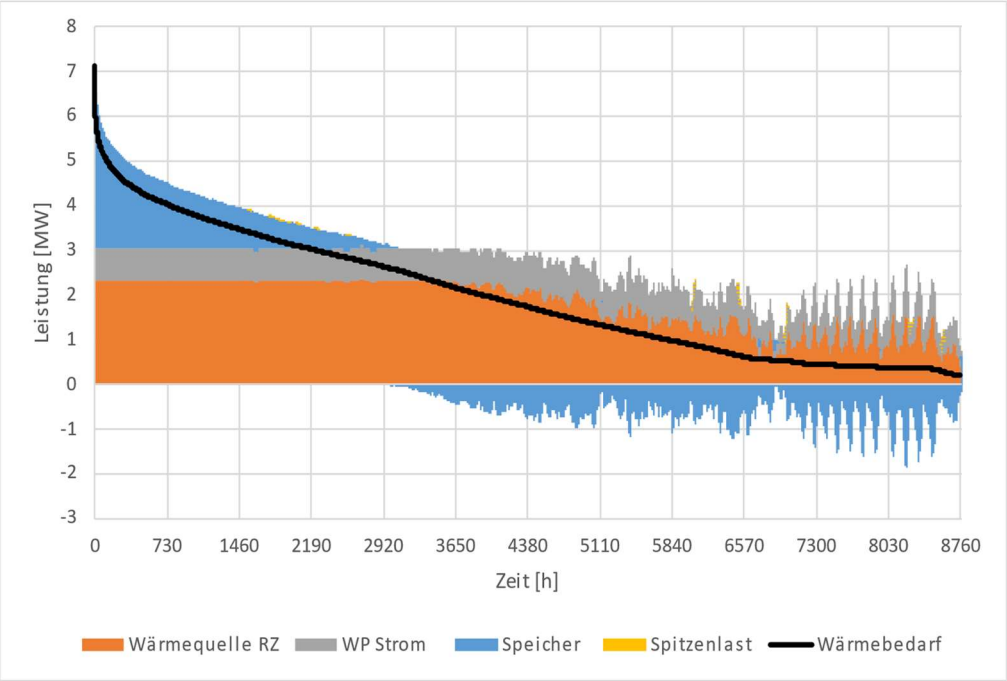


Abbildung 33: Jahresdauerlinie PHASE 1

In der Jahresdauerlinie gibt es standardmässig keine negativen Werte. Da der Speicher jedoch als Spitzenlast dient und die Quellen ihn nachladen, zeigt sich bei niedrigem Wärmebedarf eine höhere Leistung als benötigt. Die überschüssige Leistung für das Beladen wird symmetrisch an der x-Achse in den negativen Bereich dargestellt.

Der Bedarf ist fast immer kleiner als die gelieferte Leistung, was auf die hohen Speicherverluste in PHASE 1 zurückzuführen ist. Der Speicher ist für PHASE 3 ausgelegt, wird aber bereits in PHASE 1 genutzt und ist daher überdimensioniert. Dadurch sind die Verluste im Verhältnis höher, da der allgemeine Bedarf geringer ist und die Verluste einen grösseren Anteil ausmachen (sichtbar in der nächsten Grafik beim Wärmeabgang).

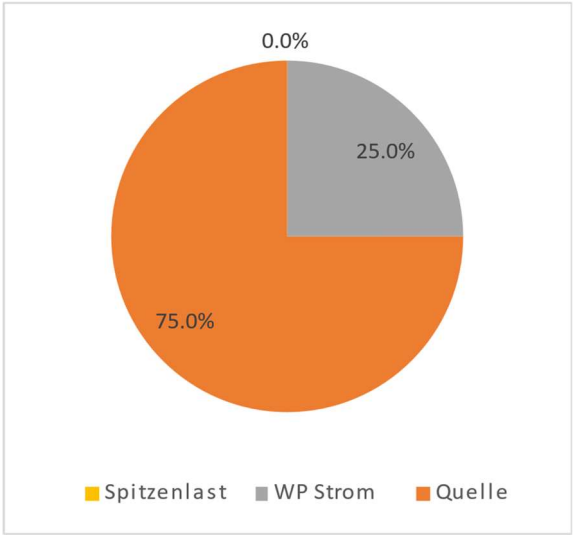


Abbildung 34: Wärmezugang PHASE 1

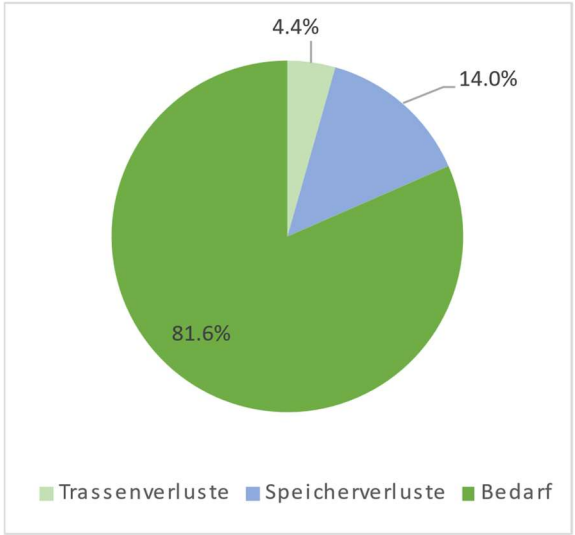


Abbildung 35: Wärmeabgang PHASE 1

7.3 PHASE 2: 60% Auslastung

In PHASE 2 wird von einem jährlichen Wärmebedarf von 60% der Endauslastung (51.666 MWh) und einer verfügbaren Abwärmeleistung von 8 MW aus dem Rechenzentrum ausgegangen. Der folgende Abschnitt zeigt den Jahresverlauf.

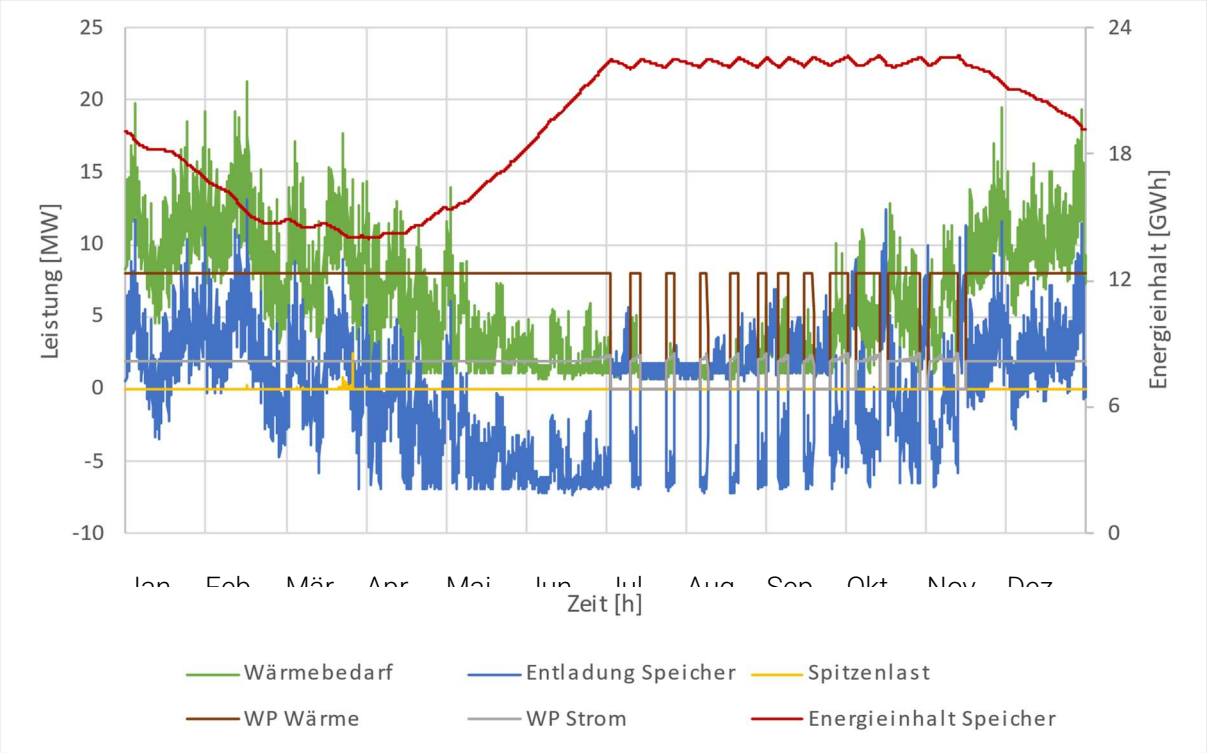


Abbildung 36: Jahresverlauf PHASE 2

In der Grafik veranschaulicht:

Die Kurve des Energieinhalts verdeutlicht den saisonalen Speicherbetrieb, wobei der Speicher noch nicht optimal genutzt wird (4,5 Monate Füllphase ohne grosse Verwendung).

- **Beladung:** April bis Juni.
- **Entladung:** Mitte November bis Ende März.
- **Keine Spitzenlast**/Boilerleistung erforderlich (gelbe Linie bleibt konstant).
- Die WP wird im Sommer mehrfach abgeschaltet.

Ein grösserer Teil des Speichers wird genutzt (ca. 8 GWh Die Jahresdauerlinie:

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

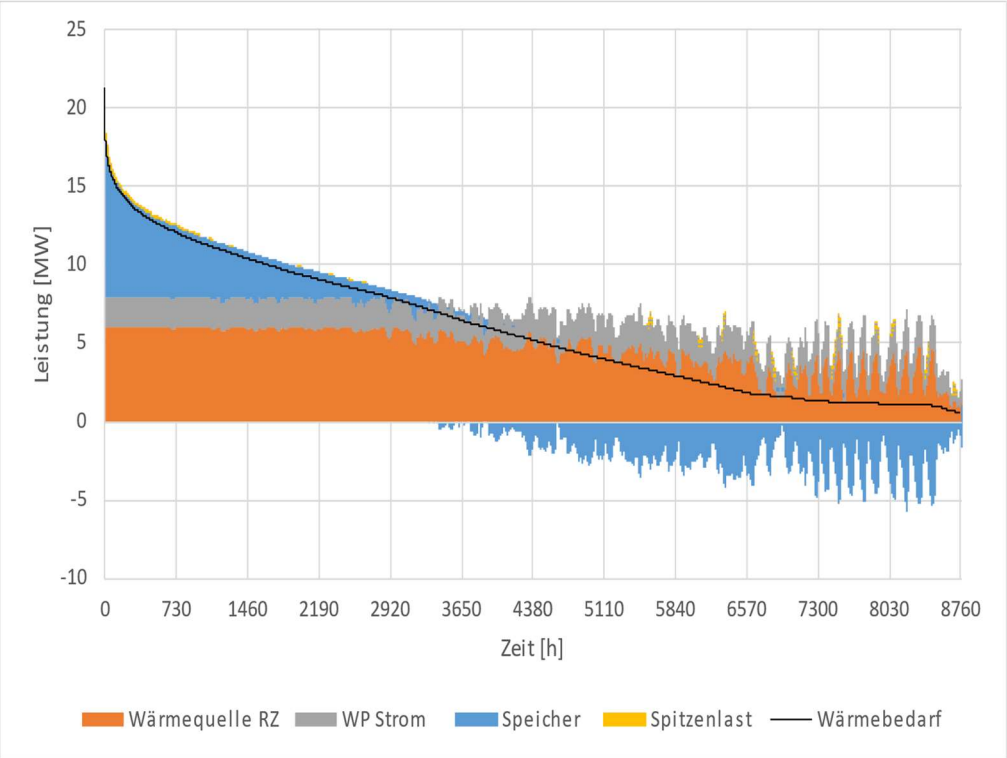


Abbildung 37: Jahresdauerlinie PHASE 2

Auch hier zeigt sich auch hier bei niedrigem Bedarf eine zackenartige Struktur, die auf das getaktete Beladen des Speichers hinweist. Der Überschuss zur benötigten Leistung ist jedoch geringer, und die Wärmeverluste des Speichers sind verhältnismässig kleiner. Dies wird auch in der jährlichen Energiemengen-Grafik deutlich.

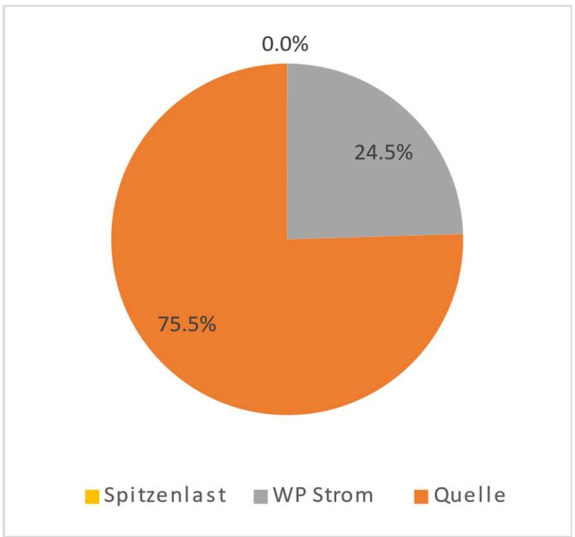


Abbildung 38: Wärmezugang PHASE 2

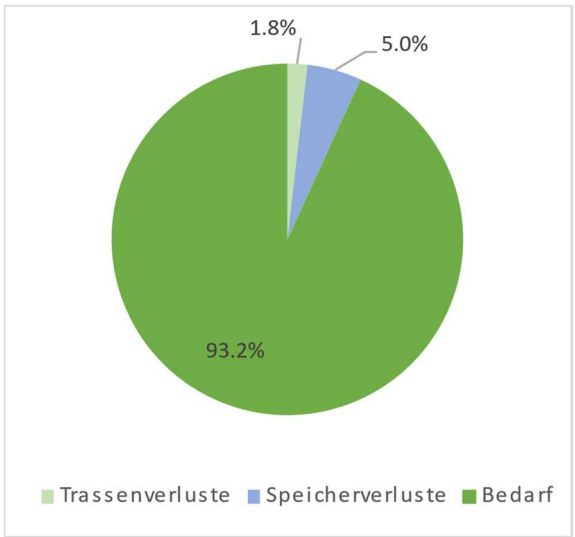


Abbildung 39: Wärmeabgang PHASE 2

Im Vergleich zur PHASE 1 hat sich in der jährlichen Zusammensetzung der Energien, abgesehen von den Speicherverlusten, kaum etwas geändert.

7.4 PHASE 3: 100% Bedarf

In der PHASE 3 wird von einem jährlichen Wärmebedarf von 100% der Endauslastung (86'111 MWh) sowie einer verfügbaren Abwärmeleistung von 10 MW aus dem Rechenzentrum ausgegangen. Nachfolgend zunächst der Jahresverlauf:

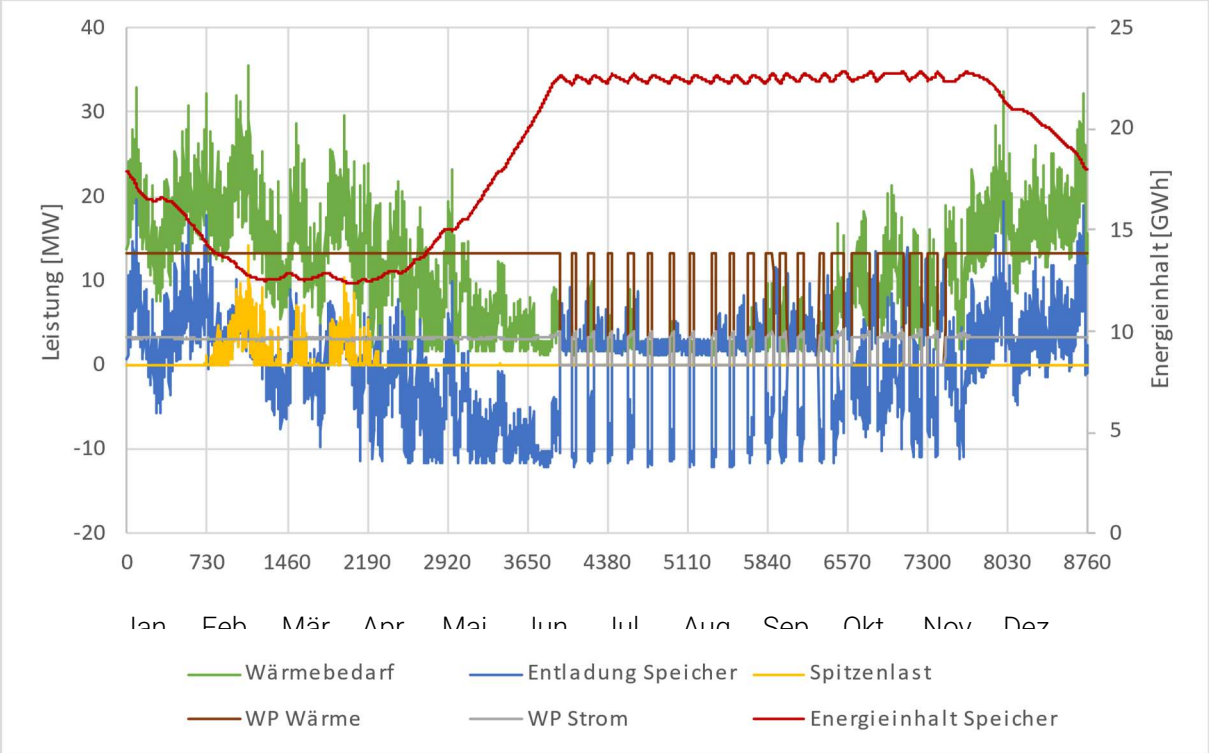


Abbildung 40: Jahresverlauf PHASE 3

In der Grafik veranschaulicht:

- Saisonalität: Der Speicher kann den Wärmbedarf über weite Strecken decken. Im Hochwinter ist teilweise bis zu 10 MW Spitzenlast erforderlich.
- Beladungszeit: Monate April bis Oktober. Durch die höhere Wärmepumpenleistung erfolgt die Beladung des Speichers in kürzerer Zeit. Im Rahmen der Betriebsoptimierung könnte die Hauptphase der Beladung auch in die Sommermonate verschoben werden, um Überschüsse im Stromnetz, bzw. der eigenproduzierte Solarstrom gezielt zu nutzen.
- Entladungszeit: Von Mitte November bis Ende März.
- Spitzenlast/Boilerleistung erstmals erforderlich: Obwohl der Speicher noch Energie enthält, liegt diese auf einem zu niedrigen Temperaturniveau.
  Das Ziel ist ein Betrieb ohne zusätzliche Spitzenlastabdeckung. In der Simulation wurden die Parameter konservativ gewählt, um auf der sicheren Seite zu bleiben. Im realen Betrieb sehen wir Optimierungspotenzial, um die Spitzenlastabdeckung vollständig zu kompensieren.
- Nutzung des Speichers: Es wird nun etwa die Hälfte der Speicherkapazität (10 GWh) genutzt. Da Temperaturen unter 45 °C für den E-Hub nicht verwendbar sind, bleibt ein Teil der gespeicherten Energie ungenutzt. Daher sinkt die dunkelrote Linie nie auf null.
- Höhere Taktfrequenz der WP: Die kürzeren Pausen zwischen Ein- und Ausschalten der WP im Vergleich zur PHASE 1 sind auf die schnellere Erreichung der Solltemperatur bei höherem Bedarf zurückzuführen. Dies ist unbedenklich, da die Lebensdauer der WP erst bei häufigeren Schaltungen im Stundenbereich beeinträchtigt wird.

Diese Erkenntnisse zeigen eine verbesserte Systemauslastung sowie eine gezielte Steuerung der WP, die die Flexibilität des Gesamtsystems verdeutlicht.

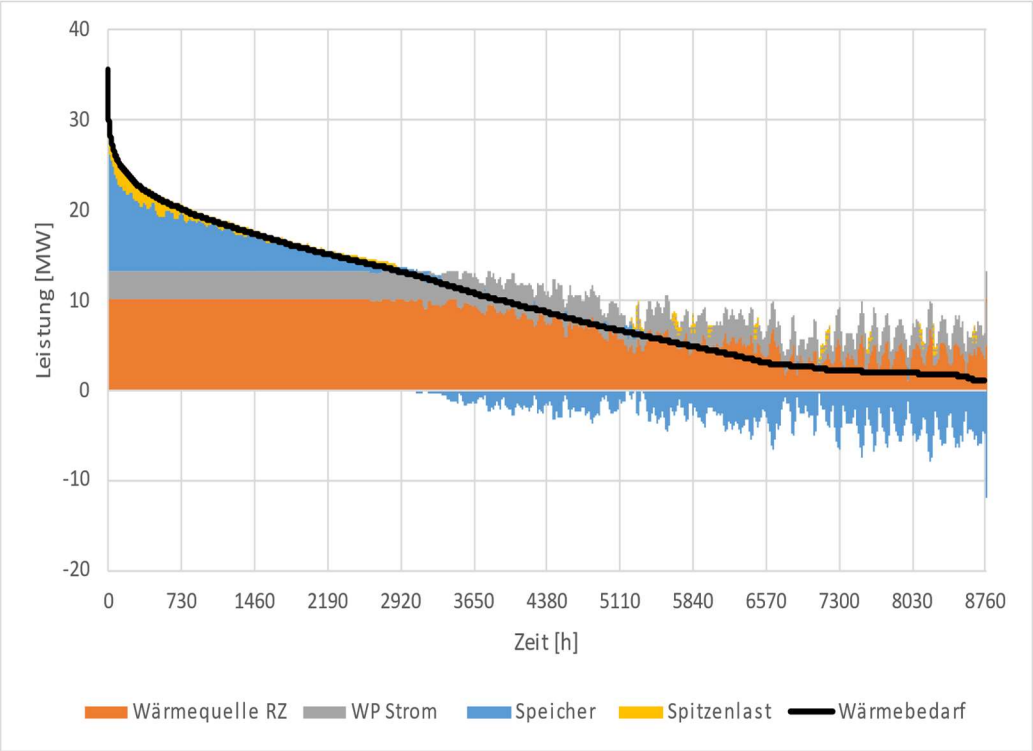


Abbildung 41: Jahresdauerlinie PHASE 3

Die Jahresdauerlinie verdeutlicht ebenfalls, dass Spitzenlast/Boilerleistung eingesetzt wird, um bei höherem Bedarf die im Speicher vorhandene Energie auf das erforderliche höhere Temperaturniveau anzuheben. Ziel ist, die Spitzenlastabdeckung im realen Betrieb vollständig zu eliminieren.

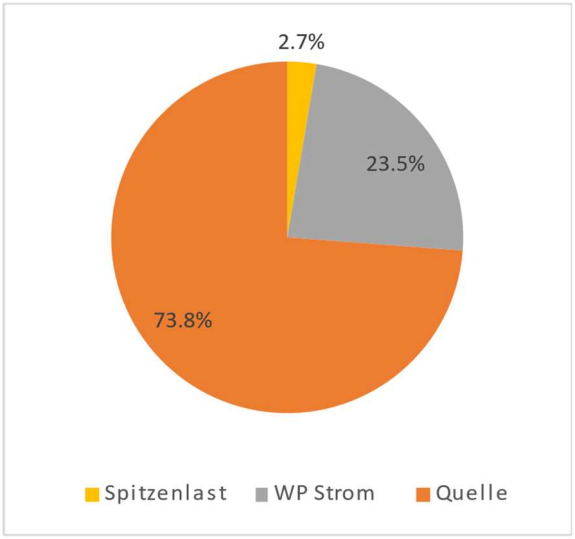


Abbildung 42: Wärmezugang PHASE 3

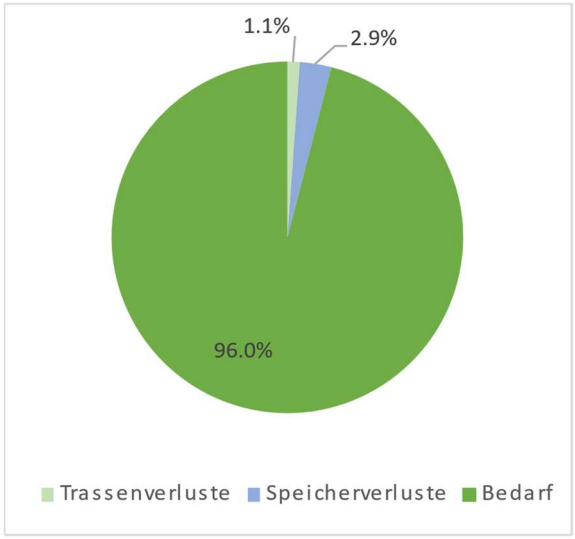


Abbildung 43: Wärmeabgang PHASE 3

Die Spitzenlast-Energiemenge macht etwa 3% des gesamten Wärmezugangs aus. Entsprechend reduzieren sich der Strom- und Quellenanteil um diesen Wert. Beim Wärmeabgang ist erneut ein reduzierter Speicherverlust erkennbar, was auf das Verhältnis zwischen der Absatzmenge für den Bedarf und den konstanten Wärmeverlusten zurückzuführen ist.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

7.5 Szenario Ausfall RZ

Im Ausfall-Szenario wird die PHASE 3 betrachtet, mit der Annahme, dass folgende Ereignisse eintreten:

- Das Rechenzentrum fällt für den kältesten Monat des Jahres aus.
- Das Rechenzentrum wird abgebaut und steht nicht mehr zur Verfügung als Quelle.

7.5.1 Temporärer Ausfall des Rechenzentrums für 1 Monat

Anhand der Temperaturdaten wurden die kältesten 30 Tage ohne RZ-Abwärme simuliert (ab Mitte Januar bis Mitte Februar ist keine Abwärme des Rechenzentrums vorhanden und die Wärmepumpe liefert keine Energie).

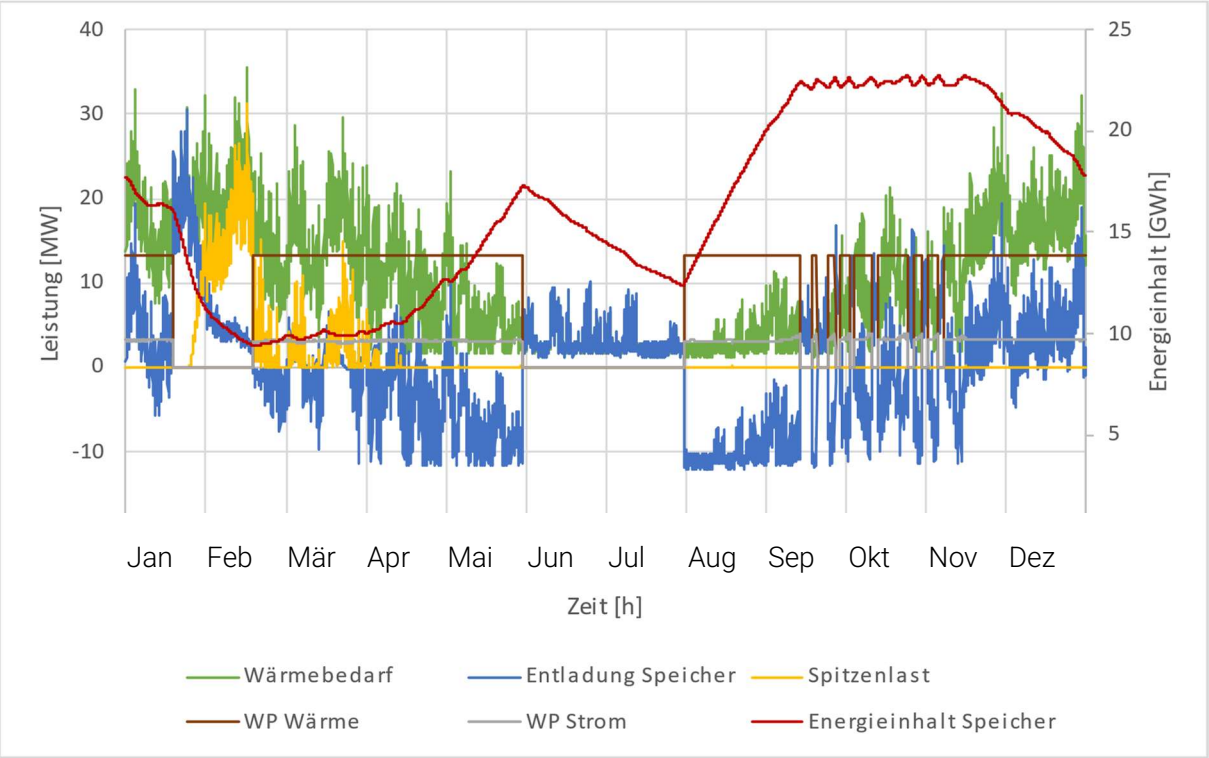


Abbildung 44: Jahresverlauf Ausfall RZ 1 Monat

Die Grafik liefert folgende Erkenntnisse:

- **Energieknappheit im Januar:** Mitte Januar reicht die Energie mit hoher Temperatur nicht mehr aus, um den Ausfall des Rechenzentrums ohne Unterstützung zu bewältigen. Nach etwa einer Woche wird die Spitzenlastdeckung (zusätzliche Heizleistung: Wärmepumpe mit L/W Rückkühler, Boiler, …) aktiviert, um die benötigte Temperatur für den Bedarf bereitzustellen. Mit der fortschreitenden Auskühlung des Speichers im Verlauf des Ausfallmonats muss die Spitzenlast zunehmend eingreifen.
- **Erhöhter Speicherverbrauch:** Durch die Auskühlung wird mehr Energie aus dem Speicher genutzt. Im Vergleich zur PHASE 3, in der 10 GWh verwendet wurden, steigt die Nutzung hier auf knapp 13 GWh, was auf eine bessere Auslastung des Speichers hinweist.
- **Flexibilität beim Beladen:** Trotz der drei Monate ohne Betrieb der Wärmepumpe (Ausfallmonat und zwei Sommermonate) kann der Speicher im August und September erfolgreich beladen werden.

Diese Ergebnisse unterstreichen die Flexibilität und die verbesserte Nutzung des Speichers, selbst unter herausfordernden Bedingungen.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

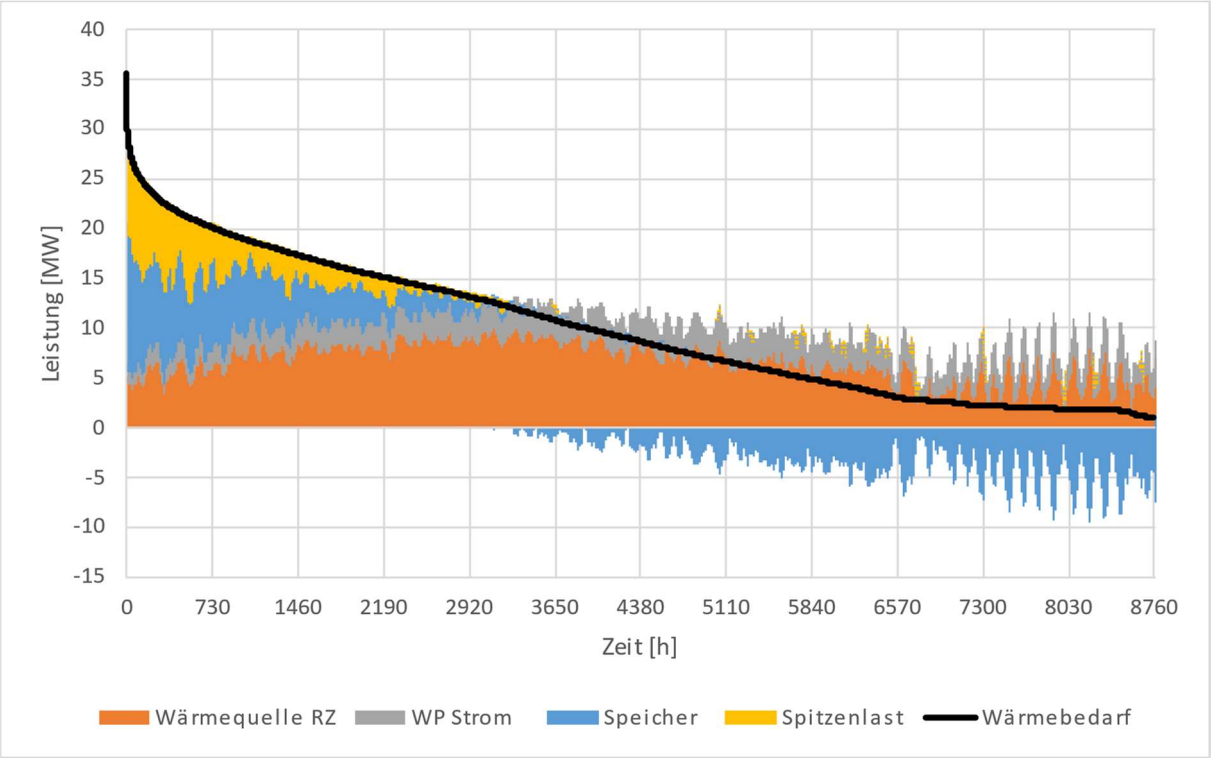


Abbildung 45: Jahresdauerlinie Ausfall RZ 1 Monat

Die Jahresdauerlinie zeigt deutlich, dass die Spitzenlast häufiger benötigt wird als in Szenarien ohne Ausfallsmonat. Allerdings wird der tatsächliche Ausfallsmonat in der Darstellung durch die gemittelten Werte verwischt und ist daher nicht direkt erkennbar. Die gemittelten Werte glätten den Einfluss dieses speziellen Zeitraums.

Dieses Szenario stellt ein Notfallszenario dar, in dem das Rechenzentrum für 30 Tage während der extremsten Kältetage des Jahres nicht verfügbar ist.

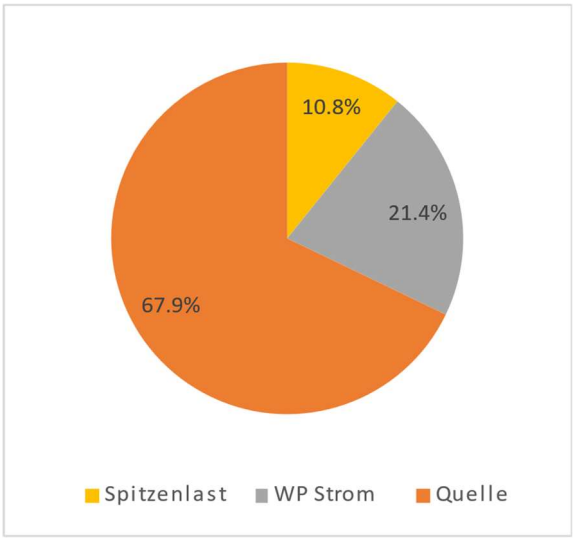


Abbildung 46: Wärmezugang Ausfall RZ 1 Monat

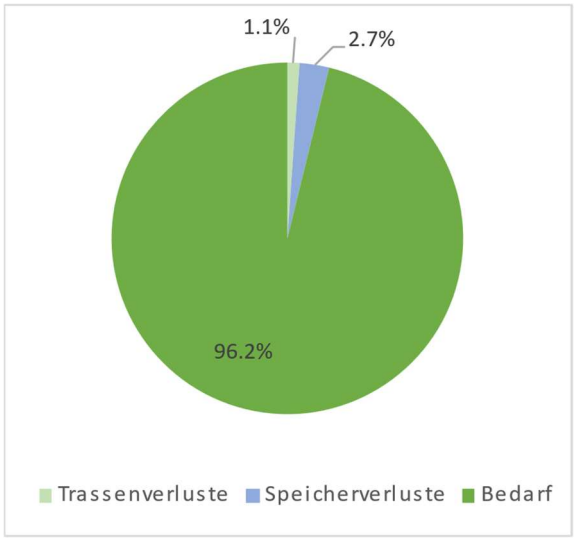


Abbildung 47: Wärmeabgang Ausfall RZ 1 Monat

Die jährliche Energieaufteilung zeigt, dass der Spitzenlastanteil mit 11% um 8% höher liegt als ohne Ausfallsmonat, während der Wärmeabgang konstant bleibt.

7.5.2 Permanenter Ausfall des Rechenzentrums

Beim permanenten Ausfall des RZ würde der Rückkühler zum Einsatz kommen und der Wärmepumpe als Quelle dienen. Dabei verändert sich die thermische Kapazität der Wärmepumpe nicht, man benötigt jedoch mehr Strom, da der COP schlechter ist.

Für dieses Szenario wird kein Jahresverlauf gezeigt, da es genau gleich aussieht wie in der PHASE 3, nur dass der Stromanteil höher ist. Die Jahresdauerlinie sieht dann wie folgt aus:

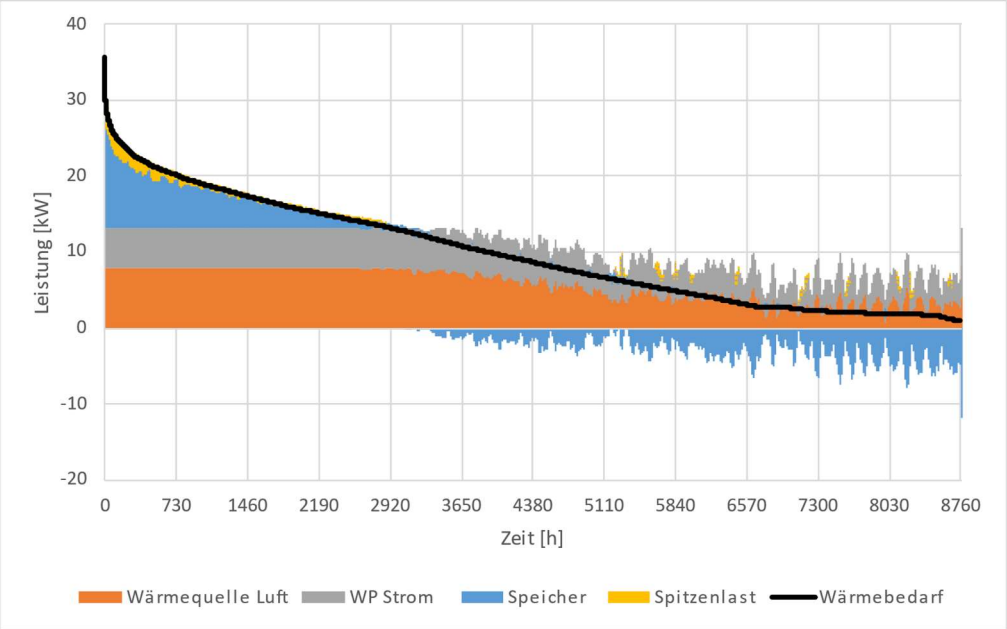


Abbildung 48: Jahresdauerlinie Ausfall RZ permanent

Auch bei einem dauerhaften Wegfall des Rechenzentrums bleibt die Wärmeversorgung gewährleistet.

Es zeigt sich ein Anstieg des Stromanteils und ein Rückgang des Quellenanteils, was auf den schlechteren COP zurückzuführen ist. Abgesehen davon bleibt alles wie in PHASE 3 unverändert.

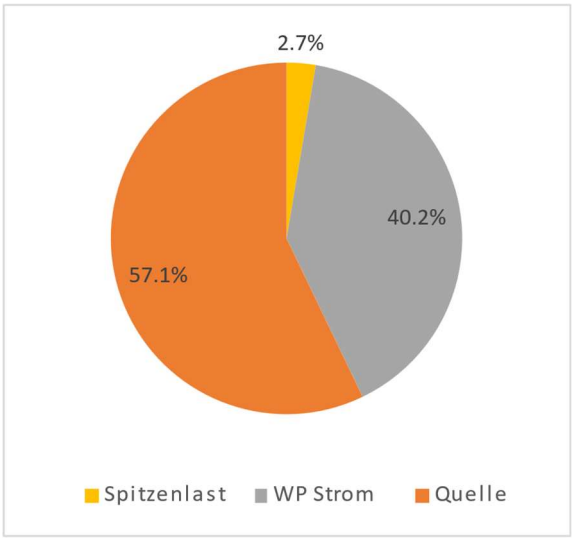


Abbildung 49: Wärmezugang Ausfall RZ permanent

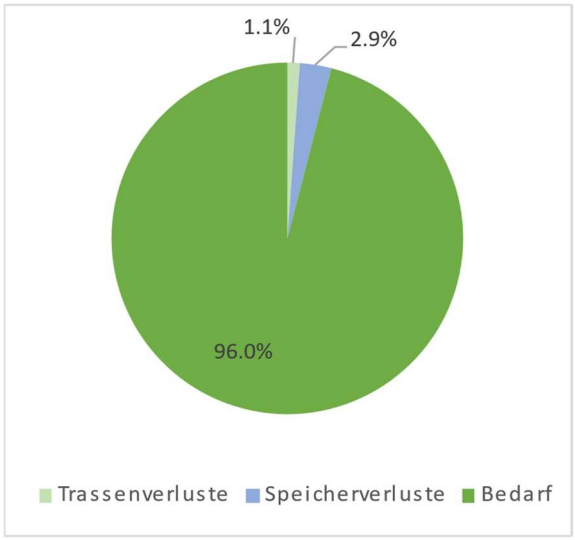


Abbildung 50: Wärmeabgang Ausfall RZ permanent

In der aufsummierten Energieaufschlüsselung sieht man, dass sich das Verhältnis zwischen dem Strom und der Quelle markant verändert hat. Die Wärmebilanz entspricht exakt der von PHASE 3.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

7.6 Zusammenfassung

Nachfolgend eine Tabelle mit den wichtigsten Eckdaten:

Parameter	Einheit	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	RZ-Ausfall 1 Monat	RZ-Ausfall permanent
Wärmebedarf	MWh/a	17'222	51'666	86'111	86'111	86'111
Quellleistung RZ	MW	4	8	10	(10)	0
WP-Leistung thermisch	MW	3	8	13	13	13
WP-Leistung elektrisch	MW	0.7	1.8	3	3	5
Benötigte Speicherenergie	GWh	2.62	8.68	10.49	13.36	10.49
Speicherzyklen [18]	-	2.46	1.84	2.19	1.87	2.19
Speicheranteil [18]	%	20.1	25.5	23.6	26.1	23.6
RZ / Strom / Spitzenlast (Boiler) Prozentanteil	%	75 / 25 / 0	75 / 25 / 0	74 / 23 / 3	68 / 21 / 11	57 / 40 / 3

Erklärung der Indikatoren:

- **Benötigte Speicherenergie:** Der Speicher hat ein Volumen von 250.000m³ mit einem potenziellen Energieinhalt von ca. 23 GWh. Je nach PHASE wird jedoch nicht das gesamte Potenzial ausgeschöpft.
- **Speicherzyklen:** Dieser Wert gibt an, wie oft der Speicher pro Jahr im Verhältnis zur benötigten Speicherenergie beladen wird.
- **Speicheranteil:** Dieser Indikator zeigt den Anteil der gelieferten Energie, der direkt aus dem Speicher stammt. Der restliche Anteil stammt direkt von der Wärmepumpe.Zusammenfassend lassen sich folgende Aussagen treffen:
- In den ersten beiden PHASEN ist keine Spitzenlast erforderlich.
  In der PHASE 3 wird von der Simulation eine Spitzelast berechnet. Ziel ist, diese Spitzelastabdeckung im realen Betrieb zu eliminieren.
- Der Speicher wird mit einer Zyklenzahl von ca. 2 betrieben.
- Der Speicher kann 25% der benötigten Gesamt-Jahres-Energie speichern und bei Bedarf bereitstellen.
- Bei einem möglichen Ausfall ohne Redundanzsystem reicht der Speicher nicht aus, um den kältesten Monat vollständig abzudecken. Es würde 8% mehr Spitzenlastenergie sowie eine doppelt so hohe Spitzenleistung erfordern.
- Mit einer Wärmepumpe höherer Leistung könnte der Speicher stärker entladen und sein niedriges Temperaturniveau genutzt werden. Dies würde die Spitzenlast nahezu eliminieren, die Speicherenergie vollständig ausschöpfen und sowohl die Speichereffizienz als auch den Speicheranteil verbessern.

18 Diese zwei Indikatoren sind sehr abhängig von der operativen Betriebsweise der WP, weshalb sie auch keine eindeutige Tendenz aufweisen.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

7.7 Erwärmung des Erdreichs in der Umgebung um den Speicher

Mit der Simulation in pyTRNSYS wurde die Erwärmung des Erdreiches rund um den PTES realitätsnah berechnet.

Im Bild rechts sieht man die Hälfte des senkrechten Querschnitts des Speichers. Schwarz umrahmt ist der Speicher selbst und der Rest des Bildes stellt das Erdreich dar. Simuliert wurde 50m in die Tiefe unter des Speicherbodens und ebenfalls 50m zur Seite ab dem äusserten Punkt des Speichers. Folgend die Farbskala:

- Rot = 90°C
- Gelb = 50°C
- Blau = 10 °C

In dieser Simulation wurde explizit ein 5m Wasserpuffer vorgesehen, um die Möglichkeiten des Speichers aufzuzeigen. Ebenfalls wurden eher konservative Bodenwerte genommen, um die Erwärmung zu simulieren.

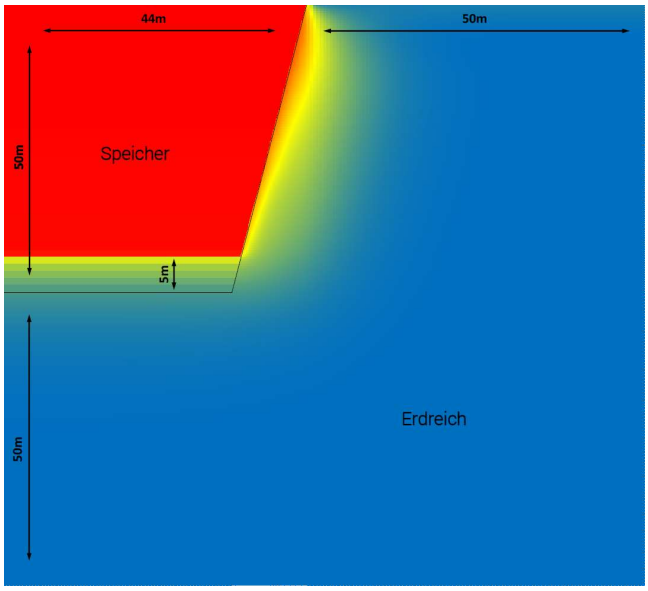


Abbildung 51: Erwärmung des Erdreiches rund um den PTES

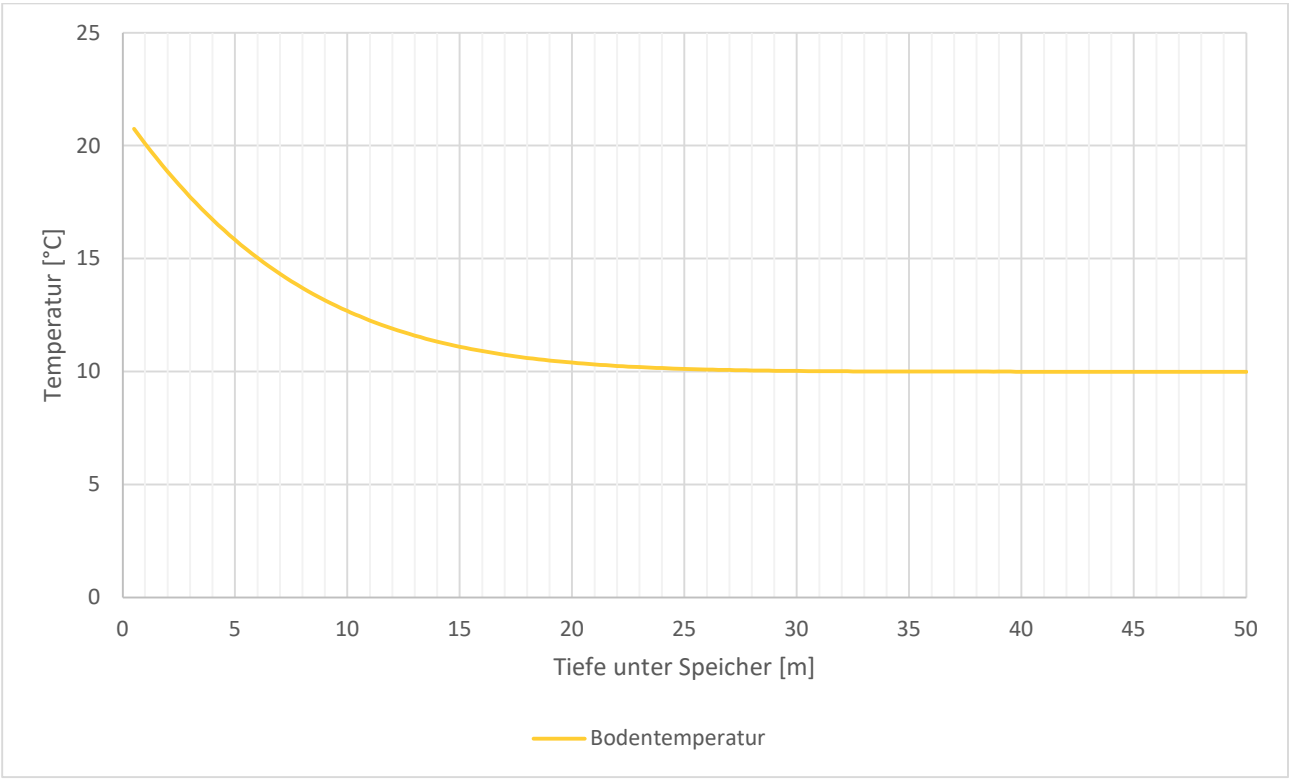


Abbildung 52: Temperatur des Erdreichs in Abhängigkeit der Tiefe unter dem Speicher

Nach 3 Jahren Laufzeit hat sich direkt unter dem Speicher der Boden um 10°C erwärmt (sprich 0m vertikal unter dem Speicher). In einer Tiefe von 10m erreicht man eine Temperatur von 13°C, was dann nur noch 3°C zur ursprünglichen Bodentemperatur von 10°C ausmacht. Würde man den Puffer nicht vorsehen, würde sich der Boden mehr erwärmen. Die Flexibilität des Speichers gibt dem System jedoch die Möglichkeit, die Erwärmung des Bodens zu beeinflussen.

Die Erwärmung rund um den PTES ist immer noch Bestandteil weiterer und ausführlicherer Abklärungen / Berechnungen, jedoch kann mit dieser ersten Grobabschätzung eine wesentliche Erwärmung des Grundwassers ausgeschlossen werden.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

8 Finanzielle Fördermöglichkeiten

8.1 Förderung auf Bundesebene

Die Abwärmenutzung von Rechenzentren ist ein Thema auf Bundesebene, jedoch gibt es keine Förderungen für Fernwärmenetze mehr; diese wurden an die Kantone und delegiert.

8.1.1 Risikoabsicherungen für thermische Netze und Langzeitspeicher

Das Klima- und Innovationsgesetz (KIG), ab 1. Januar 2025 in Kraft, sichert Investitionsrisiken (KIG Art.7) für öffentliche Infrastrukturbauten wie thermische Netze und Langzeitspeicher ab.
Die Risikogarantie muss im Kontext des E-Hub und des nachgelagerten Wärmeverbundbetreibers geprüft werden. Da das Gesetz neu ist, liegen hierzu noch keine konkreten Aussagen vor.

8.1.2 CO_2-Gesetz

Art. 34a CO_2-Gesetz: Bis zu 45 Mio. CHF jährlich für Förderungen. Fristen: bis 2030 und 2035.
Möglichkeiten sind in Kooperation mit Stadt und Kanton zu klären.

8.1.3 Pilot- und Demonstrationsprojekte (P+D des BFE)

Die Abwärmenutzung des RZ Beringen mit saisonaler Wärmespeicherung hat Pilotcharakter und liesse sich mit bis zu 50% der nicht amortisierbaren Kosten fördern. Erste Rückmeldungen des Bundesamtes für Energie (BFE) sind positiv.
Das P+D-Programm steht derzeit aufgrund der Sparrunde des Bundesrats nicht zur Verfügung. Über die Zukunft entscheidet das Parlament voraussichtlich bis Mitte 2025.

8.1.4 Klima- und Innovationsgesetz

Das Förderprogramm ist aktuell nicht verfügbar. Das Parlament entscheidet bis Mitte 2025 über die Fördermittel.

8.2 Förderung Kanton Schaffhausen

Die Förderung der Abwärmenutzung von Datencentern wurde vom Bund an die Kantone delegiert. Im Kanton Schaffhausen ist eine solche Förderung verfügbar.

8.2.1 Kantonales Energieförderprogramm

Im kantonalen Energieförderprogramm sind Förderungen unter Punkt 5.4 vorgesehen, mit CHF 200 pro MWh/a (ab 200 MWh/a 25% Reduktion). Für das RZ Beringen ergäbe dies rechnerisch CHF 12'916'650, was den Energiefonds überfordert und Abgrenzungsprobleme mit anderen Wärmeverbünden schafft.

Es ist zu klären, ob das Programm für diese Art Förderung geeignet ist oder ob eine spezielle Projektförderung für den E-Hub zu schaffen wäre.

8.2.2 EKT Energiestiftung[19]

Die Stiftung unterstützt Energie- und Klimathemen im Bereich Innovation in den Kantonen Thurgau, Appenzell Ausserrhoden, Appenzell Innerrhoden, St. Gallen und Schaffhausen.
Die Möglichkeiten sind abzuklären.

19 www.ekt-energiestiftung.ch

9 Finanzierungs- und Beteiligungsmodelle

Für den E-Hub sind verschiedene Finanzierungs- und Beteiligungsmodelle möglich. Neben wirtschaftlichen Aspekten spielen auch politische Faktoren eine wichtige Rolle, da Energieinfrastruktur oft im Fokus öffentlicher Interessen steht.

Grundsätzlich gibt es drei Modelle, die auch kombiniert werden können:

- Private Finanzierung und Betrieb
  Der E-Hub wird vollständig durch ein privates Unternehmen finanziert und betrieben. In diesem Fall muss der Kanton/Stadt Risiko Garantien[20] leisten.
- Öffentliche Finanzierung und Betrieb
  Die öffentliche Hand finanziert und betreibt den E-Hub. Dies erfordert hohe Investitionen aus Steuergeldern, bietet aber maximale Betriebssicherheit.
- Mischfinanzierung
  Eine Kombination aus privater und öffentlicher Finanzierung vereint die Vorteile beider Modelle. Verschiedene Beteiligungsverhältnisse sind möglich.

In allen Varianten mit privater Investition werden Risiko-Garantien von Stadt und Kanton gefordert.

Die Betreiber der Heizzentrale sind von den Fernwärmenetzbetreibern und deren Energiebedarf abhängig und haben keinen Einfluss auf die Ausbaugeschwindigkeit des Verteilnetzes.

9.1.1 Risiken bei Fernwärmeprojekten

Eine Risikogarantie für Fernwärmeprojekte ist ein Instrument zur Reduzierung wirtschaftlicher Risiken und dient gleichzeitig der Unterstützung von Investoren und Betreibern. Im Kontext von Fernwärme können durch eine solche Risikogarantie folgende Aspekte abgedeckt werden
:

Zweck einer Risikogarantie

- Absicherung von Nachfrageunsicherheiten: Falls die geplante Anschlussquote (z. B. Haushalte oder Unternehmen) nicht erreicht wird, können finanzielle Verluste abgesichert werden.
- Schutz vor Kostenüberschreitungen: Risiken, die durch unerwartete Bau- oder Betriebskosten entstehen, können teilweise durch Garantien gedeckt werden.
- Unterstützung bei technologischen Risiken: Bei der Einführung neuer Technologien (z. B. saisonaler Wärmespeicher) können Probleme oder Ineffizienzen auftreten.

Wer bietet Risikogarantien an?

- Öffentliche Hand: Kantonale oder kommunale Behörden könnten Garantien übernehmen, um Infrastrukturprojekte für Fernwärme zu fördern und Kapital zur Verfügung stellen.
- Investitionskapital mit günstigem Zins (Kanton/Stadt/Gemeinde).
- Stützbeiträge in der Startphase; rückzahlbare Darlehen, «à-fonds-perdu» Beiträge .
- Förderprogramme: Auf Bundes- oder EU-Ebene gibt es Förderinstrumente, die solche Garantien einschliessen. *Leider werden die Fördermittel in der aktuellen Sparrunde des Bundes wegfallen oder stark gekürzt.*
- Private Institutionen: Versicherungen oder Banken könnten spezielle Risikopolicen für Infrastrukturprojekte anbieten.
- Nachfragedeckung: Der Kanton/die Stadt garantiert eine Mindestabnahme (z.B. eine bestimmte Wärmeleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt), um die Wirtschaftlichkeit des Projekts sicherzustellen.

20 Verweisen auf die Studie von A+W, die diese Risiken detailliert analysiert und eine Lösung auf kantonaler Ebene fordert. Schlussbericht Amstein+Walthert, «Machbarkeitsstudie zur Nutzung der Abwärme des Rechenzentrums», Seiten 6, 47

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

9.1.2 Fazit für den E-Hub:

Wir sehen die grössten Chane in einer Mischform aus privater und öffentlicher Kooperation. Diese beruht auf einer Arbeitsteilung: privates Know-how und technologische Expertise für die Umsetzung des E-Hubs sowie eine starke öffentliche Verankerung für den Ausbau des Fernwärmenetzes und die Betreuung der Endkundenbeziehungen.

Der E-Hub übernimmt die Rolle eines reinen Wärmeenergielieferanten und erfordert erhebliche Investitionen, um die langfristige Energieversorgung zu gewährleisten. Die Verantwortung für den Ausbau des Fernwärmenetzes liegt bei SHPower, welche gleichzeitig als grösster Abnehmer des E-Hub fungiert.

Da der E-Hub keinen direkten Einfluss auf die Geschwindigkeit des Netzausbaus und damit auf die realisierte Abnahmemenge hat, besteht ein signifikantes wirtschaftliches Risiko. Diese ausgeprägte Abhängigkeit von SHPower erfordert klare Abstimmungsmechanismen sowie effektive Massnahmen zur Risikoabsicherung, um eine nachhaltige und stabile Projektumsetzung zu gewährleisten.

Dieser Abhängigkeit muss durch ein geeignetes Regelwerk oder entsprechende finanzielle Mechanismen Rechnung getragen werden, um die Risiken für den E-Hub zu minimieren und eine nachhaltige Umsetzung des Projekts zu gewährleisten.

10 Wirtschaftlichkeit

Die Kosten pro E-Hub-Komponente wurden gemäss SIA 112 und SIA 118 mit einer Genauigkeit von +/- 20% ermittelt. Die Kosten sind gemäss der Energiebedarfsplanung an der PHASE 1 bis 3 und auf eine Laufzeitzeit von 25 und 50 Jahre ermittelt.

10.1 Basis-Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	P0+ 25J.	P0 +50J.
Energieabsatz in% bei Phasen-Ende	20%	60%	100%	100%	100%
Referenzphase 2035	2029	2032	2035	2052	2077
Verlängerte Phase 2043	2029	2035	2043	2052	2077

Für die Basisberechnung nutzen wir die «Referenzphase» bis Ende PHASE 3 im Jahr 2035.

- Der E-Hub soll ab PHASE 3 selbsttragend sein.
- Der angenommene Zielpreis ab Anschlusstrasse beträgt 12 Rp./kWh thermischer Energie.
- Seitens der Kunden SHPower, EVNH und HEB wurde mehrfach der Wunsch nach einem klar definierten Zielpreis geäussert. Auf dieser Basis ist die Kostenrechnung konsequent an der vorgegebenen Konstante ausgerichtet. Dieser Wert stellt einen theoretischen, aber realistischen Ansatz dar.
- Der Zielpreis[21] von 12 Rp./kWh errechnet sich aus:
- …dem Endkunden-Wärmepreis von 19 Rp./kWh[22]
- …abzüglich 7 Rp./kWh für Netzkostenbeitrag und Betriebs-/Verwaltungskosten
- Alle Preise exklusive MwSt.

10.2 Strompreis

- Basispreis: 23.24Rp./kWh[23], EKS Industriestrompreise Schweiz für Kunden mit eigener Transformatorstation. Gültig ab 1.Januar 2025
- Zukünftige Preisentwicklungen sind mittels einem «Strom-Index» an die aktuelle Preissituation anzupassen.
  Als Grundlage könne beispielsweise die Daten aus dem Energiedashboard «Entwicklung der Strompreise[24]auf der BFE Website dienen.

21 Zielpreisannahme: kWh th (Primärenergie + CAPEX+OPEX) + Netzkosten und Betriebs-/ Verwaltungsgemeinkosten VVGK

22 Durchschnittliche Endkunden-Wärmepreise Fernwärme (Wohngebiete 2024, Renercon Wärmeverbunde)

23 https://www.strompreis.elcom.admin.ch/ (Schaffhausen, Kategorie C6)

24 https://energiedashboard.admin.ch/preise/strom

10.3 Investitionskosten CAPEX

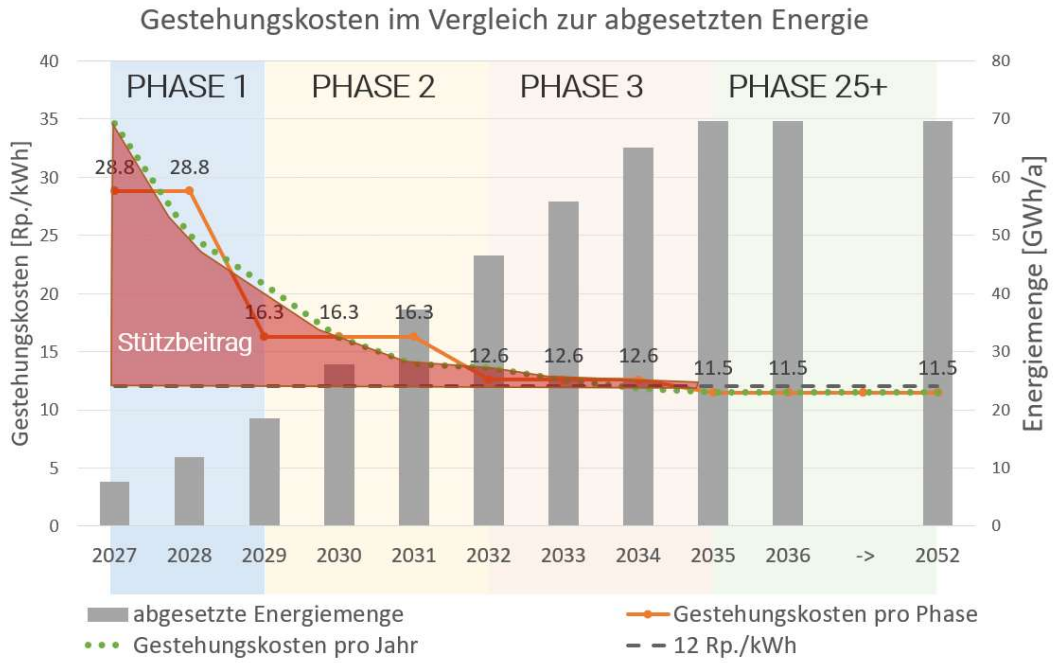
	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3
PTES Kosten	11’085’000	0	0
Gebäude	8’700’000	0	0
Anlagentechnik	6’800’000	6’115’000	5’680’000
Fernwärmetrassee	12’010’000	0	0
Planungsarbeiten	5’789’000	917’000	852’000
Total Investitionen	44’385’000	7’032’000	6’532’000
CAPEX / Investitionen kumuliert	44’384’000	51’416’000	58’000’000

11 Jahreskosten CAPEX/OPEX

	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3
Kapitalkosten (Kapitalzins 1%)	1’546’000	1’857’000	2’151’000
Instandhaltung	272’000	356’000	450’000
Betriebs- und Verwaltungskosten	268’900	318’900	418’900
Energiekosten	1’040’000	2’996’000	4’994’000
Jahreskosten	3’126’000	5’529’000	8’015’000
Spezifische Gestehungskosten Rp./kWh	28.83	16.31	12.58

11.1 Gestehungskosten

Wegen der hohen Investitionen und der damit verbundenen Fixkosten, sinken die Gestehungskosten mit zunehmender Auslastung der Infrastruktur. Nachfolgende Darstellung zeigt, dass in Phase 3, also bei Zielauslastung, der Zielwert für die Gestehungskosten von 12 Rp./kWh erreicht wird.



Berechnungsbasis: Kapitalzinssatz 1%

Abbildung 53: Gestehungskosten kWh th, ex. MWST

Ab PHASE 3 stabilisieren sich die Gestehungskosten unterhalb des Zielpreises von 12 Rp./kWh und machen den E-Hub wirtschaftlich tragfähig. Bis dahin sind entweder durch die Energiebezüger höhere Abgaben zu leisten oder der Preis ist durch Stützbeiträge künstlich tief zu halten.

11.1.1 Wärmeenergiekosten kWh th

Grundinvestition von 58 Mio. CHF bei einem Kapitalzinssatz von 0 bis 3%. Die Kosten beziehen sich jeweils auf Rappen pro kWh thermischer Energie.

Kapitalkosten pro Jahr CHF Mio.	1.8	2.2	2.9
Kapitalzins	0%	1%	3%
Rp./kWh th	2.6	3.1	4.1
Produktionskosten Rp./kWh		8.6	
Risiko-/Gewinnmarge 3% Rp./kWh		0.3	
Total Rp./kwh th	11.5	12.0	13.0

Die Daten beziehen sich auf das Ende der PHASE 3

Abbildung 54: Zusammensetzung Gestehungspreise kWh th, ex. MWST

Beispiel: bei 1% Kapitalverzinsung und einem hypothetischen Deckungsbeitrag :

- E-Hub Produktionskosten (Strom und Betriebskosten) = 8.6 Rp./kWh th)
- Kapitalkosten = 3.1 Rp./kWh th

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

11.2 Finanzierung

Damit der E-Hub ab PHASE 3 selbsttragend wird, sind sowohl Investitionskapital als auch Betriebskapital erforderlich.

Wir stützen die Finanzierung auf folgende Fakten:

- Die Nutzung der Abwärme des Rechenzentrums für die Fernwärme ist ein Auftrag des Schaffhauser Parlaments.
- Es handelt sich um ein infrastrukturell relevantes Projekt für den Kanton und die Stadt.
- Das alternative Projekt mit dezentralen Heizungsanlagen ist ein städtisches Vorhaben.

Daraus folgern wir, dass das notwendige Kapital entweder vom Kanton und der Stadt bereitgestellt oder durch Garantien abgesichert wird.

Die Finanzierung des E-Hub-Projekts erfordert sowohl Investitions- als auch Betriebskapital. Nachfolgend sind die geschätzten Kapitalbedarfe und potenziellen Finanzierungsformen dargestellt:

Kapitalbedarf	Betrag	Mögliche Finanzierungsformen
Investitionskapital	58 Mio. CHF	- Darlehen/Kredite mit Zinssätzen von 0–5% Förderbeiträge: - À-fonds-perdu-Beiträge (nicht rückzahlbare Zuschüsse) - Stützbeiträge = zurückzahlbares Darlehen
Betriebskapital Startphasen	8–20 Mio. CHF	- Darlehen/Kredite mit Zinssätzen von 0–5% - À-fonds-perdu-Beiträge - Stützbeiträge = zurückzahlbares Darlehen

Hinweis: À-fonds-perdu-Beiträge sind nicht rückzahlbare Zuschüsse, die von der öffentlichen Hand gewährt werden, um Projekte ohne Rückzahlungsverpflichtung zu unterstützen.

Die genaue Ausgestaltung der Finanzierung sollte in enger Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden von Kanton und Stadt erfolgen, um optimale Konditionen und Fördermöglichkeiten zu identifizieren.

11.2.1 Finanzierungsvarianten

Ein neuer Fernwärmeverbund steht anfänglich vor dem Problem, keinen marktfähigen, fixen kWh-Preis anbieten zu können. Die hohen Investitionen treffen auf eine geringe Anfangsnachfrage, was wirtschaftliche Ungleichgewichte verursacht.

Lösungsansätze

- Rückzahlbarer Stützbeitrag (Rückzahlbares Darlehen zur Sicherstellung eines festen kWh-Preises))
    - Vorübergehende Unterstützung zur Stabilisierung der Gestehungskosten und des Gesamtkapitals (Investitionen + Fördermittel).
    - Rückzahlung, sobald ein tragfähiger kWh-Preis erreicht ist.
- Phase-Adaptive Tarifanpassung
    - Einführung gestaffelter Tarife, die in den Anfangsjahren niedriger sind und langfristig an die Marktnachfrage angepasst werden.
- Fördermittel und Subventionen
    - Einbindung regionaler oder nationaler Förderprogramme als Anschubfinanzierung.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

11.2.2 Rückzahlbarer Stützbeitrag (Rückzahlbares Darlehen)

Es ist anfänglich nicht möglich, in einem neuen Fernwärmeverbund einen marktfähigen, fixen kWh-Preis zu realisieren. Die hohen Investitionen stehen zunächst geringen Wärmebezügen gegenüber. Daher stützen wir den kWh-Preis bis zum Ende von PHASE 3.

Der Stützbeitrag ist eine Lösung zur Vergleichbarkeit der Gestehungskosten und dem Gesamtkapital (Investitionskosten + Darlehen oder Förderbeiträge), um in den Gesamtkosten über eine bestimmte Betriebszeit (PHASE1-3) zu beziffern.

Er dient als Grundlage für die Prüfung der Finanzierungsmöglichkeiten durch die öffentliche Hand und/oder private Investoren.

11.2.3 Berechnungsbasis des Stützbeitrag

Der Stützpreis basiert auf den Investitionskosten, der prognostizierten Wärmeabnahme, dem Zielpreis (z. B. 12 Rp./kWh) und der Deckungslücke zwischen tatsächlichem und angestrebtem Preis während der PHASEN 1 bis 3.

11.2.4 Stützbeitrag als Chance für neue Wärmeverbünde

Mit der Marktöffnung für Wärmeverbünde in Schaffhausen und der Suche nach privaten Betreibern bietet der Stützpreis folgende Möglichkeiten:

- Unterstützung neuer Wärmeverbünde in der Startphase durch den E-Hub mit einem festen kWh th-Preis, bis ein kostendeckender Betrieb eigener Heizzentralen möglich ist.
- Einmalige Leistung des Stützbeitrags für den E-Hub und das Versorgungsgebiet
- Weitere neue Wärmeverbünde können vom Stützbeitrage durch den fixen kWh Preis profitieren.
- Schaffung langfristig attraktiver Investitionsbedingungen für private Wärmeverbünde durch Stadt und Kanton.

11.3 Zusammenfassung der Kosten

Der E-Hub benötigt folgendes Kapital (Basis: Ab PHASE 3 wird der E-Hub selbstragend):

Kosten und Finanzierung	Betrag (Mio.)	Bedingungen
Investitionskosten (gesamt)	58	Verzinsung mit 1%
Zinsloses Darlehen	11.3	Rückzahlbar innert 10 Jahre

12 Vergleich E-Hub versus Heizzentrale ohne Speicher & Abwärme

Im Folgenden werden die Infrastrukturkosten für die Erzeugung von Fernwärme zwischen dem E-Hub und den Heizzentralen betrachtet – ohne saisonalen Speicher und ohne die Nutzung von Abwärme aus Rechenzentren.

Der Vergleich basiert auf einer realen Kostenbasis für den E-Hub und auf einer hypothetischen alternativen Kostenvariante[25].



Abbildung 55: Kostenvergleich Heizenzentale mit/ohne Speicher und Rechenzentrum Abwärme

Bei einer identischen Wärmeproduktion von 70 GWh mittels Wärmepumpe ergeben sich wesentliche Unterschiede zwischen dem E-Hub und einer Heizzentrale ohne saisonalen Speicher und ohne Nutzung von Prozessabwärme:

Hauptvorteile des E-Hubs:

Optimale Nutzung der Rechenzentrumsabwärme: Der saisonale Speicher ermöglicht eine effiziente Nutzung der ganzjährig anfallenden Abwärme.

Höhere Quelltemperaturen: Die Abwärme des Rechenzentrums (ca. 30 °C) erlaubt eine kostengünstigere Wärmeproduktion im Vergleich zu alternativen Wärmequellen wie Grundwasser (ca. 12 °C) oder Rheinwasser (ca. 5 °C im Winter).

Reduzierte Spitzenlast: Der saisonale Speicher übernimmt im Winter die Spitzenlastabdeckung und ersetzt mehr als 30 MW an Wärmepumpenleistung.

Dank dieser Faktoren kann der E-Hub eine Wärmeproduktion von 70 GWh mit einer installierten Wärmepumpenleistung von lediglich 13 MW sicherstellen.

Im Gegensatz dazu benötigt eine Heizzentrale ohne saisonalen Speicher und ohne Nutzung der Rechenzentrumsabwärme für dieselbe Wärmeproduktion eine installierte Heizleistung von etwa 43 MW.

Kostendifferenz: Die zusätzlichen 30 MW Wärmepumpenleistung verursachen Investitionskosten von CHF 16 bis 30 Millionen, abhängig davon, ob die Kapazität zentral in einem Gebäude oder dezentral auf mehrere Einheiten verteilt wird.

Effizienzvorteil des E-Hubs: Durch den saisonalen Speicher und die Nutzung von Abwärmequellen mit höheren Temperaturen arbeitet der E-Hub besonders effizient. Der geringere Stromeinsatz reduziert die Betriebskosten und macht das System weniger anfällig für steigende Strompreise – wodurch der wirtschaftliche Vorteil des E-Hubs bei höheren Stromkosten überproportional zunimmt.

25 Anhang: Vergleich Kostenrechnung HZ ohne Speicher & Abwärme

Nachfolgend werden die groben Kosten der Vergleichsvarianten unter den folgenden Annahmen verglichen:

- Die thermische Energie aus der Produktion der Heizzentrale wird zu einem Fixpreis von 12 Rp./kWh bereitgestellt.
- Die Wärme-Energie bezieht sich auf jeweils auf eine Energieproduktion von 70 GWh.

Betrieb und Energieproduktion	E-Hub		HZ ohne Speicher & ohne RZ Abwärme	
	58 Mio		**70Mio**	
	2035	2043	2035	2043
OPEX / Betriebskosten pro Jahr	**> 1 Mio**		**2.2 Mio** (+1.2)	
Energiekosten pro Jahr	**4.9 Mio**		**5.7 Mio** (+0.8)	
			plus 2 Mio. pro Jahr	
			+16Mio.	*+32Mio.*

Betrieb mit 12 Rp./kWh th + Investment	E-Hub		HZ ohne Speicher & ohne RZ Abwärme	
	58 Mio		**70Mio**	
	2035	2043	2035	2043
Stützbeitrag/Darlehen CHF	**11.3 Mio**	**18.7 Mio**	**52.5 Mio**	**62.6 Mio**
Rückzahldauer	10 J.	21 J.	*nicht möglich*	
			+52.5Mio	*+62.6 Mio*

Die E-Hub-Variante mit Speicher ist in den Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) die wirtschaftlich günstigere Option, da der gewährte Stützbeitrag zurückgezahlt werden kann.

Der entgangene Zins auf das Stützungskapital würde in diesem Fall faktisch einer Förderung entsprechen.

Bei der Variante „dezentrale Heizzentralen ohne Speicher und ohne Rechenzentrumsabwärme“ ist eine Rückzahlung des Stützbeitrags nicht möglich. Die Gestehungs- bzw. Produktionskosten liegen über dem fixen Zielpreis von 12 Rp./kWh th, sodass der Zuschuss als „à-fonds-perdu“ zu betrachten wäre.

12.1.1 Kostenvergleich bis Ende PHASE 3 2035

Es wurden drei Szenarien erstellt, die unterschiedliche Zinssätze und Wärmepreise pro kWh thermische Energie berücksichtigen.

In einer weiteren Variante wurde der Zielpreis von 12 Rp./kWh angehoben, um den Einfluss eines erhöhten Energieverkaufspreises aufzuzeigen.

Variante A: Finazierungskosten bis Ende PHASE 3 (2035) 8 Jahre (Masterplan)

Referenzphase 2035 *Es werden nur Investitionen in die Energieproduktion verglichen*	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5	Variante 6	
	E-Hub			**Heizzentrale(n)**			
	1xHZ + PTES + Anschlusstrasse			**ohne Speicher, ohne RZ Abwärme**			
Per Ende Phase 3	**2035**			**2035**			
Wärmeproduktion	69'730 MWh			69'730 MWh			
Installierte Heizleistung	13 MW			43 MW			
Gesamtinvestment in CHF/Mio.	**58**			**70**			Mio.
Zinsatz	**0%**	**1%**	**3%**	**0%**	**1%**	**3%**	Kapitalzinssatz
Verkaufspreise pro 1 kWh th in Rp./kWh	**12.0**	**12.0**	**12.0**	**12.0**	**12.0**	**12.0**	Rp. kWh th
Stützbeitrag* / Kapitalbedarf	**8.2**	**11.3**	**18.6**	**42.9**	**52.5**	**75.3**	Mio.
Rückzahlungsdauer des Stützkapitals	8.0	9.8	*203.4*	*Nie möglich*	*Nie möglich*	*Nie möglich*	Rückzahldauer J.
Total Investment über alle Phasen **	**66**	**69**	77	113	123	145	Mio.

Nur V1 und V2 sind finanzierbar; der Stützbeitrag ist zurückzahlbar.

Vergleich mit erhöhtem Preis pro kWh th

Verkaufspreise pro 1 kWh th in Rp./kWh	**15.2**	**15.3**	**15.7**	**15.2**	**15.3**	**15.7**	Rp. kWh th
Stützbeitrag* / Kapitalbedarf	**3.2**	**5.0**	**9.0**	**8.3**	**11.1**	**18.0**	CHF /Mio.
Rückzahlungsdauer des Stützkapitals	5.9	6.1	6.5	8.5	*10.9*	*Nie möglich*	Rückzahldauer J.
Total Investment über alle Phasen **	**55**	**57**	63	63	71	88	CHF /Mio.

Rp./kWh th nach Rückzahlung Stützbeitrag	**11.04**	**11.49**	**12.54**	**13.93**	**14.48**	**15.78**	Rp. kWh th

** Stützbeitrag = zinsloses, zurückzahlbares Darlehen*

*** Gesamtinvestionen + Stützbeitrag*

- In der Variante "dezentrale HZ" ist eine Rückzahlung des Stützkapitals bei einem Energieverkaufspreis von 12 Rp./kWh nicht möglich.

Die Kostendifferenz beträgt 47 Mio. Variante A (bzw. 52 Mio. bei Variante B).
Dabei setzen sich die Kosten aus dem Investitionskapital (58 Mio. vs. 70 Mio.) und dem Stützbeitrag zusammen.

12.1.2 Kostenvergleich bis Ende PHASE 3 2043

In diesem Vergleich wird die Phasendauer jeweils verdoppelt, sodass die Phase im Jahr 2043 endet.

Ein wesentlicher Kostenfaktor ist die Ausbaugeschwindigkeit des Wärmeverbund-Verteilnetzes und die damit verbundene Energieabnahme.

Variante B: Resilienzprüfung der Finanzierungskosten, bei doppelter Phasedauer; Ende PHASE 3 (2043) 16 Jahre

Verlängerte Phasen 2043	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5	Variante 6	
Es werden nur Investitionen in die Energieproduktion verglichen	**E-Hub**			**Heizzentrale(n)**			
	1xHZ + PTES + Anschlusstrasse			**ohne Speicher, ohne RZ Abwärme**			
Per Ende Phase 3	**2043**			**2043**			
Wärmeproduktion	69'730 MWh			69'730 MWh			
Installierte Heizleistung	13 MW			43 MW			
Gesamtinvestment in CHF/Mio.	**58**			**70**			Mio.
Zinsatz	**0%**	**1%**	**3%**	**0%**	**1%**	**3%**	Kapitalzinssatz
Verkaufspreise pro 1 kWh th in Rp./kWh	**12.0**	**12.0**	**12.0**	**12.0**	**12.0**	**12.0**	Rp. kWh th
Stützbeitrag* / Kapitalbedarf	**12.4**	**18.7**	**33.5**	**52.4**	**62.6**	**86.6**	Mio.
Rückzahlungsdauer des Stützkapitals	16.1	20.8	*537.0*	*Nie möglich*	*Nie möglich*	*Nie möglich*	Rückzahldauer J.
Total Investment über alle Phasen **	**70**	**77**	91	122	133	157	Mio.

Nur V1 und V2 sind finanzierbar; der Stützbeitrag ist zurückzahlbar.

Vergleich mit erhöhtem Preis pro kWh th

Verkaufspreise pro 1 kWh th in Rp./kWh	**15.3**	**15.4**	**15.6**	**15.3**	**15.4**	**15.6**	Rp. kWh th
Stützbeitrag* / Kapitalbedarf	**3.1**	**6.0**	**12.9**	**12.6**	**18.5**	**33.9**	CHF /Mio.
Rückzahlungsdauer des Stützkapitals	10.4	10.8	12.2	16.6	22.0	*Nie möglich*	Rückzahldauer J.
Total Investment über alle Phasen **	**43**	**48**	61	74	71	104	CHF /Mio.

Rp./kWh th nach Rückzahlung Stützbeitrag	**11.04**	**11.49**	**12.54**	**13.93**	**14.48**	**15.78**	Rp. kWh th

** Stützbeitrag = zinsloses, zurückzahlbares Darlehen*

*** Gesamtinvestionen + Stützbeitrag*

Die Kosten in Variante B sind höher, da die Fernwärme-Ausbaudauer im Vergleich zu Variante A von 2035 auf 2043 verdoppelt wurde.

13 Fazit

13.1 Vorteile des PTES im Vergleich zu herkömmlichen Heizzentralen ohne Speicher

- Flexibilität:
  - PTES speichert überschüssige Wärme für späteren Bedarf und entkoppelt Erzeugung und Verbrauch.
  - Bessere Anpassung an Schwankungen im Wärmebedarf.
- Effizienz:
  - Höhere Energieeffizienz durch Speicherung und Wiederverwendung von Abwärme.
  - Reduzierung von Energieverlusten im System.
- Kostenersparnis:
  - Nutzung günstiger Energiequellen in Zeiten niedriger Nachfrage.
  - Reduzierung des Bedarfs an fossilen Brennstoffen und Betriebskosten.
- Erneuerbare Integration:
  - Speicherung von Stromüberschüssen aus erneuerbaren Energien (z. B. Solar, Wind) für Wärmeversorgung.
  - Nutzung erneuerbarer Energiequellen (RZ-Abwärme = 100% erneuerbare Energie).
- CO_2-Reduktion:
  - Senkung der Emissionen durch Substitution fossiler Energieträger.
  - Beitrag zur Klimaneutralität und Nachhaltigkeit.
- Saisonale Speicherung:
  - Möglichkeit, Wärme über längere Zeiträume zu speichern und saisonale Bedarfsschwankungen auszugleichen.
- Zukunftssicherheit:
  - Anpassungsfähig an steigende Anforderungen durch Dekarbonisierung und volatile Energiemärkte.
  - Langfristig nachhaltige und stabile Wärmeversorgung.

PTES erweitert die Funktionalität herkömmlicher Heizzentralen durch höhere Effizienz, Umweltfreundlichkeit und Versorgungssicherheit.

13.2 Vorteile Lösungsansatz

- Maximale Nutzung der Rechenzentrum Abwärme.
- Effiziente zentrale Heizzentrale auf KBA Hard bietet folgende Vorteile:
  - Maximaler Wirkungsgrad der Heizung durch Energiequelle Rechenzentrum.
  - Substitution mehrerer kleiner Heizzentralen, für welche Platz, bzw. ein Standort in der Stadt gefunden werden müsste.
  - Substitution von bedingter redundanter Heizleistung einzelner alternativen Heizzentralen.
  - Umnutzung von Teilen des KBA Hard, ohne die Geschäftstätigkeit zu beeinträchtigen.
  - Effizientes zukünftiges Upgrade/Update an neue Heiz-Technologien an einem Standort.
- Die Spitzenlastabdeckung kann nahezu vollständig mit erneuerbarer Energie erfolgen.
- Der PTES kann zur Steigerung des Wirkungsgrads der Wärmepumpe eingesetzt werden.
- PTES ermöglicht einen optimalen und nachhaltigen Betrieb der zentralen Heizzentrale.
- Die einzige Lösungsvariante für die Nutzung der Rechenzentrum Abwärme, welche als «erneuerbare Energie» deklariert ist.
- Wärme-Kunden wie SHPower, EVNH, Holzenergie Beringen beziehen Wärme ohne Investitionen in Planung und Bau von Infrastruktur.
- Hoher Wirkungsgrad minimiert Stromanteil und erhöht Vorteil bei steigenden Strompreisen.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

14 Empfehlungen

14.1 E-Hub

Wir empfehlen, die Realisierung des E-Hub Projektes weiter zu verfolgen. Die wirtschaftlichen sowie die ökologischen Aspekte überwiegen.

14.2 Versorgungsader «Ring-Netz»

Als Grundkonzept empfehlen wir, die Trasse Planung im Bereich Schaffhausen als Ringleitung zu realisieren.

Bestehende sowie geplante Energiezentralen und Netze können mit steigender Auslastung über das Ringnetz eingebunden und damit an den E-Hub angeschlossen werden. Dies garantiert eine wirtschaftliche und ökologische Lösung, da nicht jedes Teilnetz eine eigene Redundanz aufbauen muss.

- Ein Ringnetz ist die optimale Lösung, da es von bestehenden und neuen Akteuren gespeist werden kann.

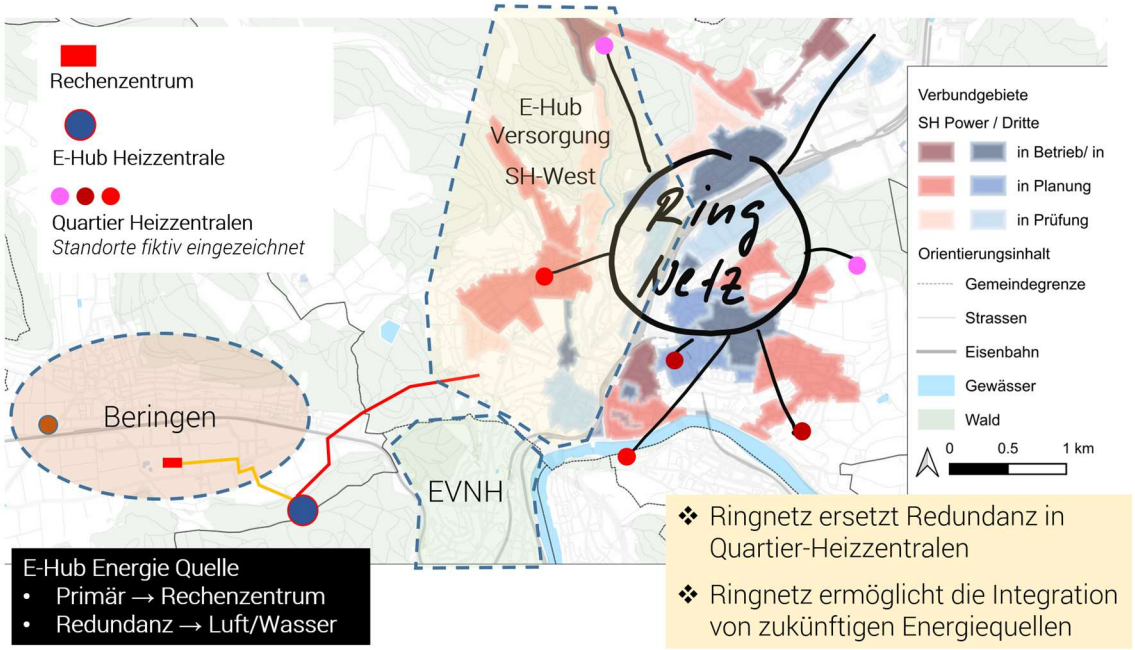


Abbildung 56: Ringnetz inkl. Ringleitung mit fiktiven Heizzentralenstandorten

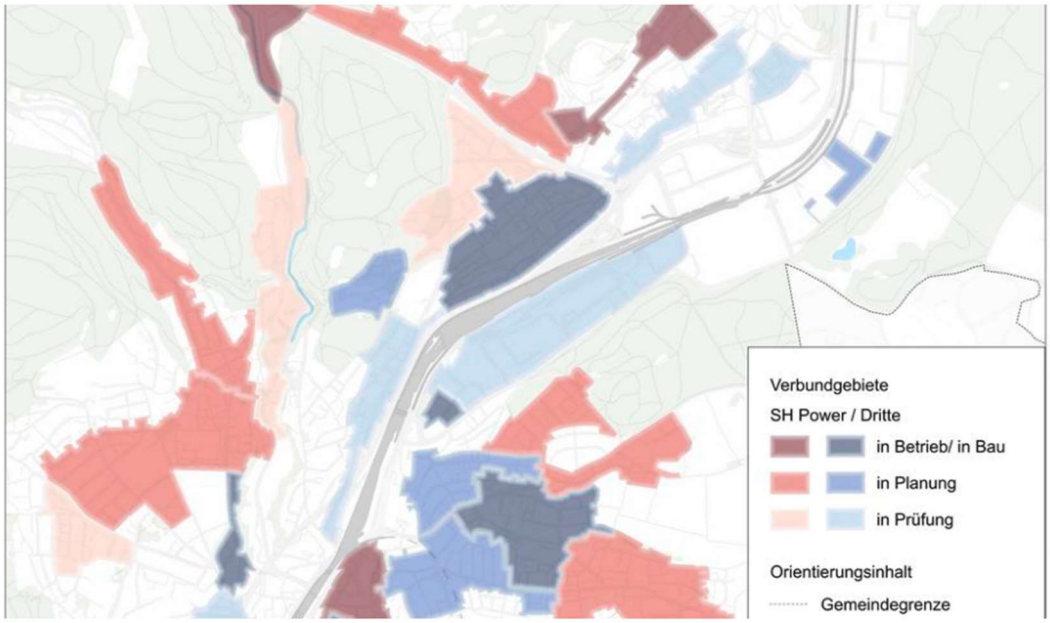
14.3 Masterplan Fernwärme Schaffhausen

Die Stadt Schaffhausen verfügt über ausgezeichnete Voraussetzungen, um Fernwärme in der Stadt und Agglomeration umzusetzen. Derzeit gibt es nur wenige Akteure.

Die Stadt hat bereits Massnahmen zur Planung des Fernwärmeausbaus ergriffen und verbindliche Richtlinien durch eine Konzession entwickelt, um einen koordinierten und effizienten Ausbau sicherzustellen.

14.4 Rolle des E-Hub im Bezug zur Verbundentwicklung

Der E-Hub, kombiniert mit dem Ringnetz, erleichtert die Umsetzung von zukünftigen Fernwärmeprojekten durch reduzierte Investitionskosten und attraktive Konditionen in der Anfangsphase.



Dicht besiedelte Stadtgebiete, in denen sich der Aufbau von Fernwärmenetzen Stand heute lohnt: In den roten Arealen plant die Stadt (SH Power) selbst, in den blauen private Firmen. In den weissen Gebieten könnten alternative Systeme wie Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Grafik: Stadt Schaffhausen

Abbildung 57: Grafik aus Schaffhauser Nachrichten vom 12.12.2024

Neue Wärmeverbünde profitieren vom E-Hub, indem sie stabile Wärmeenergiepreise nutzen und in der Aufbauphase des Verbunds unterstützt werden.

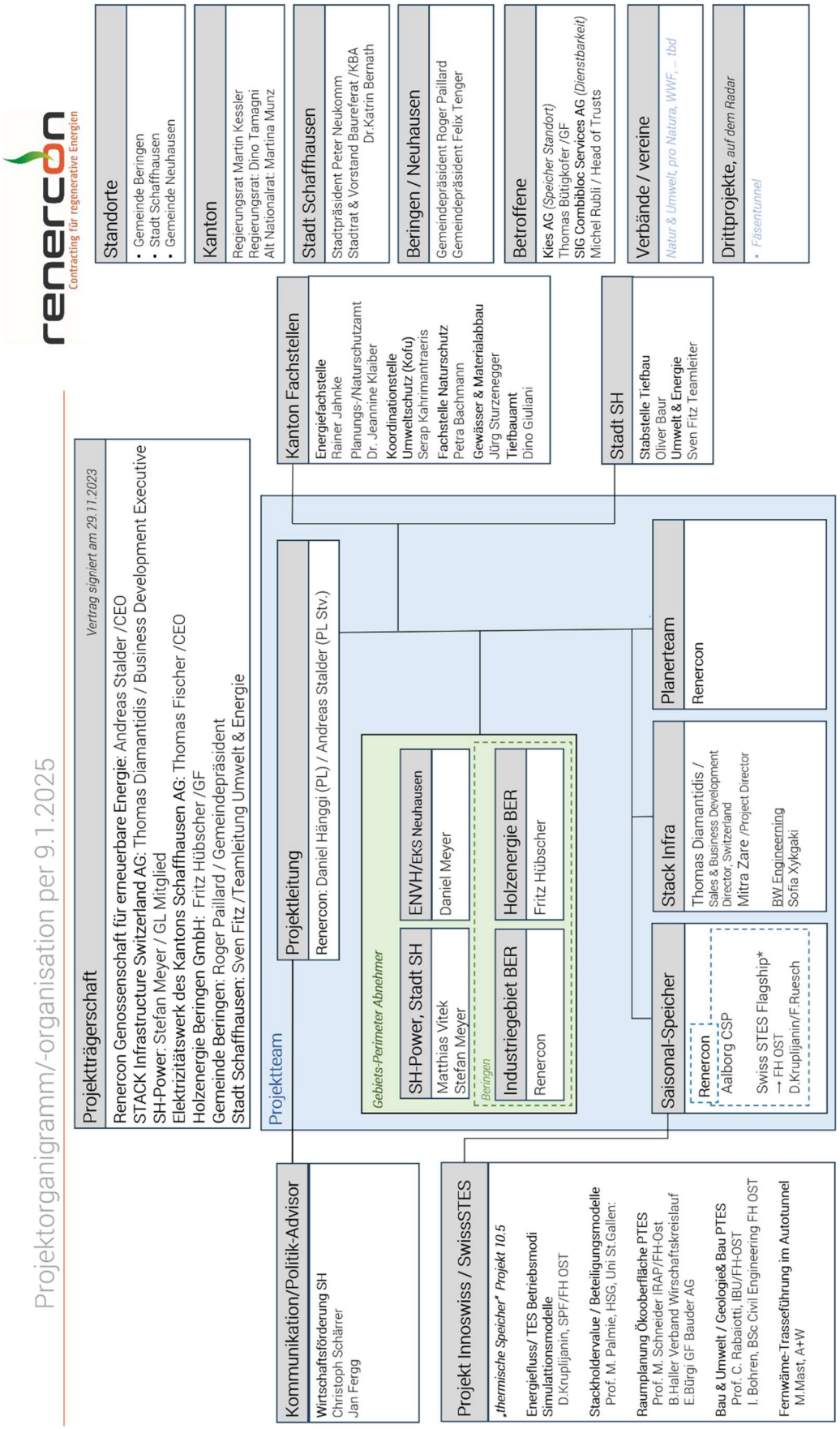
- Rentabilität: Durch planbare und stabile Preise für Wärmeenergie können die Betreiber von Wärmeverbünden ihre Einnahmen verlässlich kalkulieren und so eine solide Basis für die Wirtschaftlichkeit schaffen. Dies ermöglicht es, eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz schneller zu erreichen.
- Geringere Verschuldung: Die Nutzung der E-Hub Wärme für eine neues oder auszubauendes Wärmenetzes reduziert die Notwendigkeit, hohe Investitionen in eine vollständig eigenständige Infrastruktur zu tätigen. Dadurch sinkt der Kapitalbedarf und somit auch die Verschuldung, was das Risiko für die Betreiber verringert, und die langfristige finanzielle Stabilität fördert. Das reduziert die Energiekosten für den Endkonsumenten.

Die für den neuen Wärmeverbund benötigte Wärme kann aus dem E-Hub bezogen werden, wodurch hohe Anfangsinvestitionen in eine eigene Heizzentrale entfallen, solange der Wärmebedarf gering ist.

Mit steigendem Wärmeabsatz können Teilnehmer in den kommenden Jahren unter wirtschaftlich tragbaren Bedingungen eine eigene Quartierheizzentrale errichten und so die langfristige Versorgungssicherheit stärken.

15 Anhang

15.1 E-Hub Projektorganisation



15.1.1 Wärmepumpe Lastpunkte

Ein Lastpunkt definiert die Temperatur- und Leistungsbedingungen, bei denen die Wärmepumpe arbeitet, insbesondere:

- Quellentemperatur: Temperatur der Wärmequelle (z. B. Luft, Wasser, Rechenzentrum).
- Vorlauftemperatur: Temperatur des Heizmediums, dass an das Heizsystem abgegeben wird.
- Leistungsaufnahme: Elektrische Leistung, die die Wärmepumpe verbraucht.
- Wärmeleistung: Die von der Wärmepumpe bereitgestellte Heiz- oder Kühlleistung.

Umgebungslufttemperaturen	
Winter (Durchschnitt)	1,3 °C
Frühling (Durchschnitt)	10 °C
Sommer (Durchschnitt)	18,9 °C
Herbst (Durchschnitt)	9,8 °C
Jährlich (Durchschnitt)	10,1 °C
Luftfeuchtigkeit	
Winter (Durchschnitt)	80,7%
Frühling (Durchschnitt)	81,2%
Sommer (Durchschnitt)	68%
Herbst (Durchschnitt)	67%
Jährlich (Durchschnitt)	74,2%

Lastpunkte (LP)

Für die Dual-Source-Wärmepumpe werden zwei Betriebsarten mit ihren jeweiligen Lastpunkten (LP) untersucht:

- Primäre Energiequelle, Rechenzentrum: der Wasser-Wasser-Betrieb LP1
- Redundante Energiequelle Rückkühler: Luft-Wasser-Betrieb LP2
  …jeweils in Kombination mit dem PTES.

15.1.1.1 Wärmepumpenbetrieb mit primärer Energiequelle Rechenzentrum & PTES

Die Auslegung von PTES und Wärmepumpe basiert auf den zwischen Aalborg CSP und Renercon definierten Lastpunkten (LP) für den Wasser-Wasser-Betrieb:

- LP 1: Nutzung der Abwärme des Rechenzentrums.
  Das Rechenzentrum liefert stabil überschüssige Wärme mit 32 °C an das PTES. Die Wärmepumpe nutzt diese Temperaturschicht, um Fernwärme mit einer Vorlauftemperatur von 85 °C zu erzeugen.
- LP 2: Nutzung der Rücklauftemperatur der Fernwärme (45 °C).
  Diese Rücklaufwärme kann im PTES gespeichert und von der Wärmepumpe als zusätzliche Wärmequelle genutzt werden. Dadurch stehen im Heizbetrieb neben den 32°C Abwassertemperatur auch 45°C Rücklauftemperatur zur Verfügung, was den COP-Wirkungsgrad steigert. Die stufenweise Kühlung optimiert den Wärmepumpenbetrieb und verbessert die thermische Schichtung im PTES, wodurch die Systemeffizienz steigt.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

Wärmepumpenbetrieb mit primärer Energiequelle Rechenzentrum & PTES	LP 1	LP 2
Warmwasser-Vorlauftemperatur Fernwärme (°C)	85	85
Rücklauftemperatur Fernwärme (°C)	45	45
Rechenzentrum Abwärme → Zulauf - PTES-Wasserschichttemperatur (°C)	32	45
Rechenzentrum ← Rücklauf - Kaltauslasstemperatur (°C)	22	32

Der Wärmepumpenbetrieb mit Rechenzentrum und PTES als Energiequelle wurde vollständig simuliert (LP1 + LP2 + PTES), was einen COP von 4,45 ergibt.

15.1.1.2 Wärmepumpenbetrieb Redundante Energiequelle Luft/Wasser Rückkühler

Wärmepumpenbetrieb Redundante Energiequelle L/W Rückkühler	LP 1	LP 2	LP 3	LP 4	LP 5
Warmwasser-Vorlauftemperatur Fernwärme (°C)	85	85	85	85	85
Rücklauftemperatur Fernwärme (°C)	45	45	45	45	45
Umgebungstemperatur (°C)	12	7	2	0	-7
Relative Luftfeuchtigkeit (%)	80	80	80	80	80
COP	2.62	2.57	2.42	2.38	2.16

Als redundante Energiequelle werden in der Heizzentrale Luft/Wasser-Rückkühler installiert, die Wärme aus der Umgebungsluft an die Wärmepumpe weiterleiten.

Die COP-Werte hängen von Zu- und Rücklauftemperaturen, Umgebungstemperatur und Luftfeuchtigkeit ab und werden gemäss DIN EN14825 (+12 °C bis -7 °C) berechnet. Die Tabelle zeigt die COP-Wirkungsgrade bei verschiedenen Umgebungstemperaturen und Lastpunkten.

15.1.1.3 Vorläufige Wärmepumpenkonfiguration

Die folgenden vorläufigen Parameter wurden genutzt, um die Energieanlage im Simulationstool *energyPRO*[26] zu modellieren.

Eine erste Analyse zeigt als Beispiel einer 2 MW-Wärmepumpenkonfiguration.

Die Wärmepumpe kühlt das PTES-Wasser auf der Kühlseite in drei Stufen von 32 °C (Abwärme Rechenzentrum) auf 22 °C (Rücklauftemperatur Rechenzentrum) ab.

Gleichzeitig wird der Fernwärmerücklauf von 45 °C auf die Vorlauftemperatur von 85 °C erwärmt.

Die Wärmepumpe wird als Skid-Lösung [27]vorgefertigt und geliefert, um Herstellungs- und Installationskosten zu optimieren.

26 Durchgeführt von Aalborg CSP

27 Skid-Lösung: Individuell vorgefertigt und als Containermodule installiert.

e-hub_beringen-schaffhausen_20250303-endversion_v12c.docx

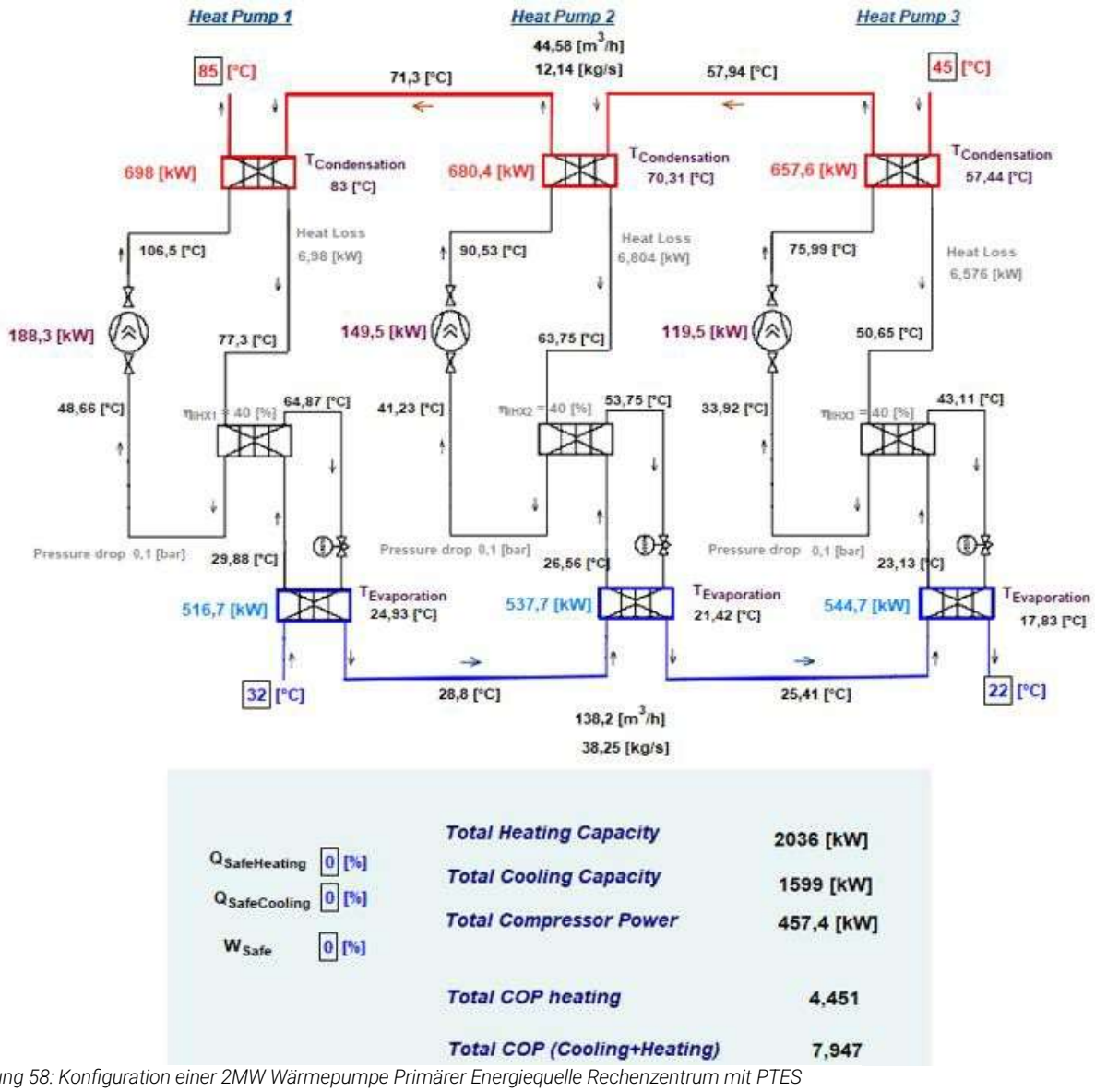


Abbildung 58: Konfiguration einer 2MW Wärmepumpe Primärer Energiequelle Rechenzentrum mit PTES

15.2 Grundkonzept Anschlusstrasse Schaffhausen/Neuhausen

Als Grundkonzept empfehlen wir, die Trassenplanung im Bereich Schaffhausen als Ringleitung zu gestalten, um eine effiziente und flexible Wärmeversorgung sicherzustellen.

Geplante Energiezentralen und Netze können schrittweise realisiert werden, wobei mit steigender Auslastung der Zusammenschluss über das Ringnetz vom E-Hub erfolgt. Dies ermöglicht eine wirtschaftliche und ökologische Lösung, da separate Redundanzsysteme für jedes Teilnetz entfallen.



Abbildung 59: Transitleitung inkl. Ringleitung und Heizzentralenstandorte

Rolle des E-Hub: Der E-Hub mit Ringnetz erleichtert die Umsetzung von zukünftigen Fernwärmeprojekten durch reduzierte Investitionskosten und attraktive Konditionen in der Anfangsphase.

15.2.1 Einbindung in bestehende und neue Heizzentralen

Folgend wird auf die relevante Schaltung eingegangen, welche für die Variante 1 geplant ist. Dabei kann jede Heizzentrale im Versorgungsperimeter Wärme über den E-Hub beziehen oder auch als Redundanz in das Ringnetz einspeisen.

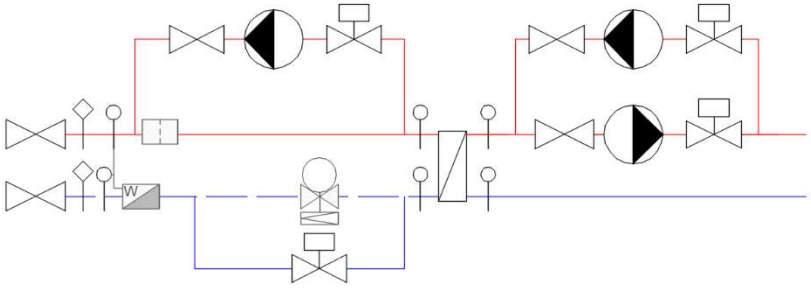


Abbildung 60: hydraulischer Aufbau

Jede bestehende Heizzentrale kann so in das Gesamtsystem eingebunden werden. Die Drücke und unterschiedlichen Temperaturen werden mit dem Plattentauscher getrennt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden keine redundanten Systeme eingezeichnet (redundante Pumpen/ Tauscher). Die entnommene und eingespeiste Energie wird über einen Wärmemengenzähler erfasst und dieser dient auch der Abrechnung gegenüber Kunden oder anderen Netzbetreibern.

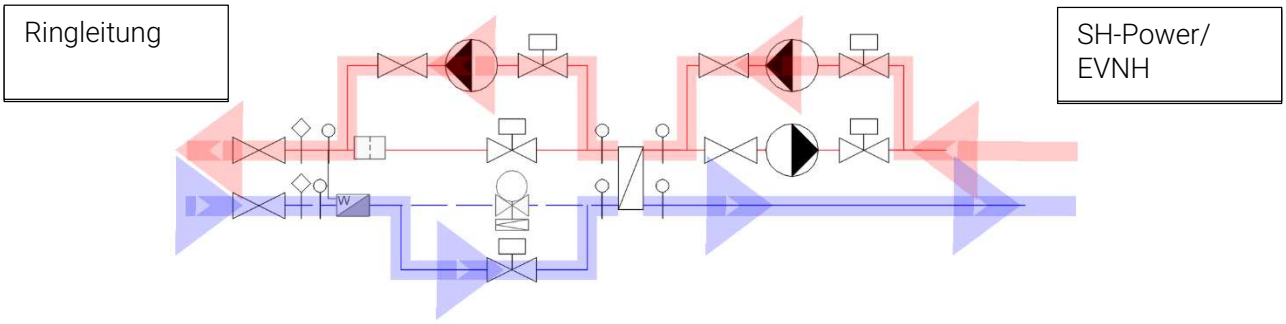


Abbildung 61: Darstellung Betriebsmodus Redundanzversorgung

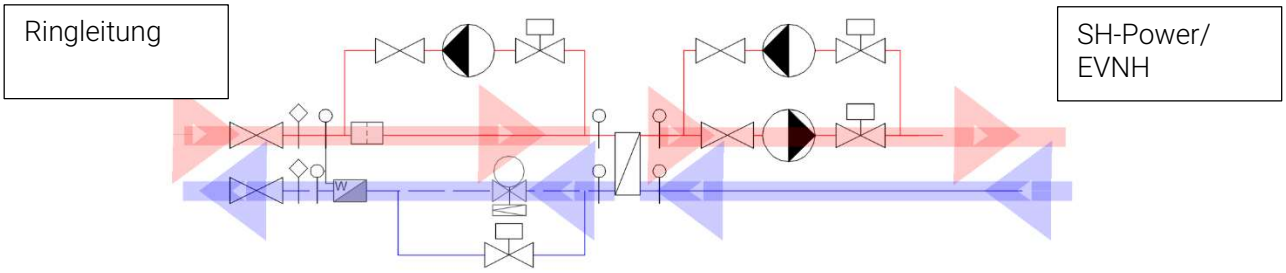


Abbildung 62: Darstellung Betriebsmodus Wärmebezug vom E-Hub

15.2.2 Schnittstellen Betreiber (SHPower/EVNH/Holzenergie Beringen)

Die SHPower und EVNH betreiben mehrere Netze im Gebiet Neuhausen-Schaffhausen. Aufgrund von Alter und Technologien (Druck, Temperatur) ist eine direkte Integration wenig sinnvoll. Es gibt drei Optionen, die Wärmeenergie im Abnahmeperimeter einzubinden.

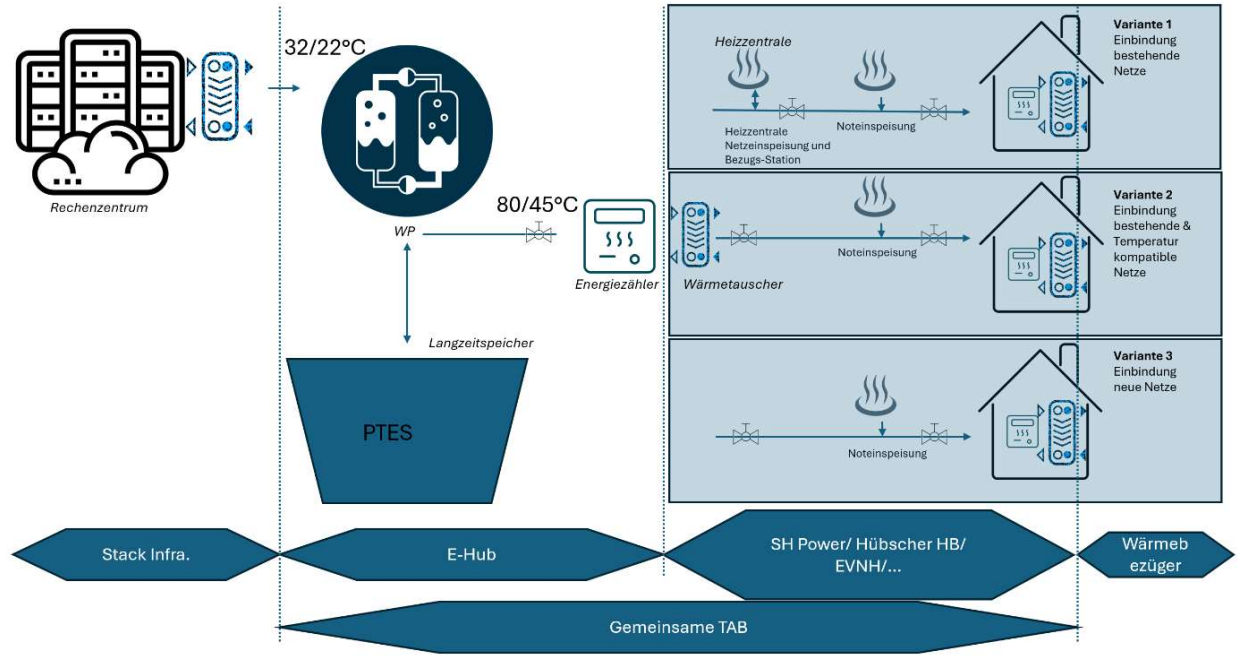


Abbildung 63: Schnittstellenübersicht

15.2.3 Varianten zur Versorgung des Perimeters

Variante	Beschreibung	Vorteile	Nachteile
1. Variante	Direkte Versorgung des Perimeters über die Transitleitung vom E-Hub, mit Integration der Bestandsnetze über Einspeisestationen.	Geringere Leitungslängen	Zusätzlicher Bedarf an Komponenten und Regeltechnik.
2. Variante	Hydraulische Trennung der Systeme von SHPower, EVNH, HEB über einen Wärmetauscher.	Saubere Trennung von Schnittstellen	Erhöhung der Vorlauftemperatur um 3–5 K, Verschlechterung des COP um 0.2–0.3, 7–10% höherer Strombedarf.
3. Variante	Keine Integration der Bestandsnetze, nur neue Anschlüsse und Heizzentralen werden eingebunden.	-	Verlust eines Teils des Energiepotentials des E-Hub.

Fazit: Die 1. Variante bietet die höchste Integration bestehender Netze und Perimeter. Bestandsanlagen können als dezentrale Einspeise- und Entnahmestellen fungieren, was die Versorgungssicherheit maximiert. Zudem ermöglicht eine optimierte Vorlauftemperatur am E-Hub einen effizienten Betrieb der Wärmepumpen. Die Einbindung der bestehenden Zentralen von SHPower und EVNH gewährleistet eine hohe Versorgungssicherheit für alle bestehenden und neuen Netzteile.

16.1.1 CAPEX

Kapitalzins **1.0%**

CAPEX / Kapitalkosten	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	P0+ 25J.	P0 +50J.	Amort.Zeit	Service	Jährliche Kapitalkosten [CHF/a]			P0+ 25J.	P0 +50J.
Start Phase 2027 →	**2029**	**2032**	**2035**	**2052**	**2077**	in [a]		2029	2032	2035	2052	2077
PTES - Auskleidung der Grube	2'900'000	0	0	2'900'000	2'900'000	25	x	131'680	0	0	131'680	131'680
PTES - Isolierte Abdeckung	1'400'000	0	0	1'400'000	1'400'000	25		63'569	0	0	63'569	63'569
PTES - Wasserbefüllung (1,95 m³)	500'000	0	0	500'000	500'000	25	x	22'703	0	0	22'703	22'703
PTES - Wasseraufbereitung	800'000	0	0	800'000	800'000	25	x	36'325	0	0	36'325	36'325
PTES - Diffusoren und Rohrleitungen	1'400'000	0	0	700'000	700'000	25		63'569	0	0	31'785	31'785
PTES - Admin., Engineering, Projektmanag.,…	500'000	0	0	250'000	250'000	25		22'703	0	0	11'352	11'352
PTES - Vermessung/ Sensoric	300'000	0	0	100'000	100'000	25		13'622	0	0	4'541	4'541
PTES - Ungebung / Zurtritt / Sicherheit	200'000	0	0	50'000	50'000	25		9'081	0	0	2'270	2'270
PTES - Loch / Baugrube	2'470'000	0	0	0	0	50		63'016	0	0	0	0
PTES - Planungszusatzaufwand Planer Kiesgrube	150'000	0	0	0	0	50		3'827	0	0	0	0
PTES - FS Ökofläche/Zonenkonformität	465'000	0	0	0	0	25		21'114	0	0	0	0
PTES Kosten	**11'085'000**	**0**	**0**	**6'700'000**	**6'700'000**			**451'212**	**0**	**0**	**304'225**	**304'225**
Expertise: Architekt/Planer/Statiker	500'000		0	150'000	0	50		12'756	0	0	3'827	0
Umbauten (Türen, Isolation)	4'500'000		0	1'350'000	0	50	x	114'807	0	0	34'442	0
Verstärkung Dachlast Rückkühler	1'500'000	0	0	0	0	50		38'269	0	0	0	0
Anbau Vordach: Uberdachung KBA Hard	1'200'000	0	0	360'000	0	50		30'615	0	0	9'185	0
Elektrifizierung	350'000	0	0	105'000	0	50		8'929	0	0	2'679	0
Krane Revision oder neuer Kran	250'000	0	0	125'000	0	50	x	6'378	0	0	3'189	0
Umgebung	200'000	0	0	60'000	0	50		5'103	0	0	1'531	0
Einrichtungen	200'000	0	0	0	0	50		5'103	0	0	0	0
Gebäude Kosten	**8'700'000**	**0**	**0**	**2'150'000**	**0**		x	**221'961**	**0**	**0**	**54'852**	**0**
WP 3MW	2'200'000	0	0	2'200'000	2'200'000	25	x	99'895	0	0	99'895	99'895
WP 5MW	0	3'100'000	0	0	3'100'000	25	x	0	140'761	0	0	140'761
WP 5MW	0	0	3'100'000	0	3'100'000	25	x	0	0	140'761	0	140'761
Fundament WP	160'000	200'000	200'000	0	0	25		7'265	9'081	9'081	0	0
Rückkühler 4x800kW (3MW) N+1	800'000	0	0	800'000	800'000	25	x	36'325	0	0	36'325	36'325
Rückkühler 4x800kW (5MW) N+1	0	800'000	0	0	800'000	25	x	0	36'325	0	0	36'325
Rückkühler 4x800kW (5MW) N+1	0	0	800'000	0	800'000	25	x	0	0	36'325	0	36'325
EL Power to heat Back N+1/N+2	500'000	0	0	500'000	0	25	x	22'703	0	0	22'703	0
Installation Rückkühler	200'000	200'000	200'000	0	500'000	25		9'081	9'081	9'081	0	22'703
Energieanlagen MSRL, Ausdehnung, …)	1'500'000	1'000'000	1'000'000	0	1'000'000	25	x	68'110	45'407	45'407	0	45'407
Pumpen Zentrale	500'000	0	0	250'000	250'000	25	x	22'703	0	0	11'352	11'352
Wasser Behandlung Infra.	60'000	0	0	60'000	60'000	25	x	2'724	0	0	2'724	2'724
Mittelspannungstrafo	20'000	120'000	0	14'000	0	25	x	908	5'449	0	636	0
Design, HZ Technik, Phasen	580'000	315'000	250'000	0	580'000	25		26'336	14'303	11'352	0	26'336
Stromanschluss EKS	280'000	380'000	130'000	0	0	50		7'144	9'695	3'317	0	0
Heiztechnik HZ Kosten	**6'800'000**	**6'115'000**	**5'680'000**	**3'824'000**	**13'190'000**			**303'196**	**270'103**	**255'324**	**173'635**	**598'915**
Trasse Datacenter / E Hub / Speicher 1454m	2'762'600	0	0	0	0	50		70'481	0	0	0	0
Anschluss Trasse E-Hub SH/NH 1725m	5'250'000	0	0	0	0	50		133'942	0	0	0	0
Anschluss Trasse E-Hub / Beringen WV 2104m	3'997'600	0	0	0	0	50		101'990	0	0	0	0
Trasse Kosten	**12'010'200**	**0**	**0**	**0**	**0**		x	**306'413**	**0**	**0**	**0**	**0**
Planungsarbeiten (15%) / +- Budgetgenauigkeit	5'789'280	917'250	852'000	1'901'100	2'983'500	25		262'872	41'649	38'687	86'323	135'471
Subventionen pro Jahr						1						
Föderung a fonds perdu zahlbar bei Startphase	***0***	***0***				10		***0***	***0***	0	0	0
Total Investitionen exkl. MwSt.	**44'384'480**	**7'032'250**	**6'532'000**	**14'575'100**	**22'873'500**			**1'545'653**	**311'752**	**294'011**	**619'036**	**1'038'611**
								/. ∑ Capex 25J /50J.			**-943'293**	**-1'545'653**
CAPEX / Investitionen kummuliert →	**44'384'480**	**51'416'730**	**57'948'730**	**72'523'830**	**95'397'330**	**Kapitalk./a →**		**1'545'653**	**1'857'405**	**2'151'416**	**1'827'159**	**1'320'117**

OPEX / Betriebs, Wartungs- & Servicekosten	Anlagewert [CHF]					Wartungsfaktor in %		OPEX / Betriebs, Wartungs- & Servicekosten				
PTES - Auskleidung der Grube	2'200'000	0	0	2'200'000	2'200'000	2.0%	x	44'000	44'000	44'000	44'000	44'000
PTES - Wasserbefüllung (1,95 m³)	500'000	0	0	500'000	500'000	2.0%	x	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000
PTES - Wasseraufbereitung	800'000	0	0	800'000	800'000	2.0%	x	16'000	16'000	16'000	16'000	16'000
Umbauten (Türen, Isolation)	4'500'000		0	1'350'000	0	1.0%	x	45'000	45'000	45'000	45'000	45'000
Krane Revision oder neuer Kran	250'000		0	125'000	0	2.0%	x	5'000	5'000	5'000	5'000	5'000
WP 3MW	2'200'000	0	0	2'200'000	2'200'000	2.0%	x	44'000	44'000	44'000	44'000	44'000
WP 5MW	0	3'100'000	0	0	3'100'000	2.0%	x	0	62'000	62'000	62'000	62'000
WP 5MW	0	0	3'100'000	0	3'100'000	2.0%	x	0	0	62'000	62'000	62'000
Rückkühler 4x800kW (3MW) N+1	800'000	0	0	800'000	800'000	4.0%	x	32'000	32'000	32'000	32'000	32'000
Rückkühler 4x800kW (5MW) N+1	0	800'000	0	0	800'000	4.0%	x	0	32'000	32'000	32'000	32'000
Rückkühler 4x800kW (5MW) N+1	0	0	800'000	0	800'000	4.0%	x	0	0	32'000	32'000	32'000
EL Power to heat Back N+1/N+2	500'000	0	0	500'000	0	2.0%	x	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000
Energieanlagen MSRL, Ausdehnung, ...)	1'500'000	1'000'000	1'000'000	0	1'000'000	2.0%	x	30'000	20'000	20'000	20'000	20'000
Pumpen Zentrale	500'000	0	0	250'000	250'000	2.0%	x	10'000	10'000	10'000	10'000	5'000
Wasser Behandlung Infra.	60'000	0	0	60'000	60'000	2.0%	x	1'200	1'200	1'200	1'200	1'200
Mittelspannungstrafo	250'000	0	0	175'000	0	0.5%	x	1'250	1'250	1'250	1'250	1'250
Trasse Kosten	12'010'200	0	0	0	0	0.2%	x	24'020	24'020	24'020	24'020	24'020
Miete Heizzentrale KBA Hard	18'900	18'900	18'900	18'900	18'900	100.0%		18'900	18'900	18'900	18'900	18'900
Betriebskosten: Personal, Pikett, VVGK	250'000	300'000	400'000	400'000	400'000	100.0%		250'000	300'000	400'000	400'000	400'000
						OPEX /a →		**541'370**	**675'370**	**869'370**	**869'370**	**864'370**

	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	P0+ 25J.	P0 +50J.	
Berechnungsgrundlagen	2029	2032	2035	2052	2077	
WP Leistung	**5.16**	**10.32**	**12.90**	**12.90**	**12.90**	**MW**
Nutzenergie total	13'946	41'838	69'730	69'730	69'730	MWh/a
Nutzenergie Elektrisch WPs (inkl. Verluste)	**15'062**	**45'185**	**75'308**	**75'308**	**75'308**	**MWh/a**
Vollbetriebstunden theoretische Wert ohne PTES	2'919	4'379	5'839	5'839	5'839	h/a
el. Anschlussleistung Pumpen	361	722	903	903	903	kW
el. Anschlussleistung Energiezentrale	1'159	2'319	2'899	2'899	2'899	kW
el. Energiebedarf Pumpen	1'054	3'163	5'272	5'272	5'272	MWh/a
el. Energiebedarf Energiezentrale	3'385	10'154	16'923	16'923	16'923	MWh/a
Total Strom MWh/a	**4'439**	**13'317**	**22'195**	**22'195**	**22'195**	**MWh/a**

Gestehungskosten PHASENENDE pro Rp./kWh th	**22.41**	**13.22**	**11.49**	**11.03**	**10.29**
Gestehungskosten PHASENSTART pro Rp./kWh th	**44.86**	**25.61**	**14.38**	**11.03**	**10.29**
***Ø Gestehungskosten pro PHASE X** Rp./kWh th*	***28.83***	***16.31***	***12.58***	***11.03***	***10.29***
Preisaufschlag bei Datacenter Ausfall*	**4.08**	**5.36**	**3.86**	**3.89**	**5.18**
COP 2.4 Ø [101] Kosten Ausfall Datacenter	***32.90***	***21.68***	***16.44***	***14.92***	***15.47***

** Die Enegie wird mit der Redundanz produziert*

	JAZ WP COP	**4.45**
→	Systemverluste ink. Trasse	**1.0%**
→	Systemverluste PTES	**7.0%**
→	Pumpenleistung in % zu Nutzenergie Brutto	**7.0%**
	~Gesamtsystem Energieverlust	*15%*

Start 1.1.2027	2028	2032	2035	2052	2077
Stützbeitrag / zusätzlich benötigtes Kapital	**PHASE 1**	**PHASE 2**	**PHASE 3**	**P0+ 25J.**	**P0 +50J.**
Referenzphase 2035	2029	2032	2035	2052	2077
Phasendauer/Jahre (Start 1.1. bis Ende PHASEN Jahr)	2	3	3	17	--
Total Betriebsjahre bis Folgephase	***2***	***5***	***8***	***25***	***--***
Zielpreis Rp. kWh th	12.0				
Total pro Nutzenergie / Unter,-Uberdeckung **pro Phase**	-4'693'320	-5'414'603	-1'206'655	11'512'997	**-11'314'578**
Summe Minus-Kapital Einsatz um Referenzpreis zu stützen →					***Stützbeitrag***
Rückzahldauer Stützbeitrag in Jahren					9.8

Gesamtkapitaleinsatz	**PHASE 1**	**PHASE 2**	**PHASE 3**	**P0+ 25J.**	**P0 +50J.**
	2029	2032	2035	2052	2077
Investmenmt	44'384'480	7'032'250	6'532'000	--	--
A fonds perdu Betrag	0	0	0	0	0
Darlehen Stützpreis Zinslos [104]	4'693'320	5'414'603	1'206'655	--	--
	49'077'800	12'446'853	7'738'655	--	--
Gesamt Kapital Bedarf CAPEX + Stützkapital kummuliert	49'077'800	61'524'653	**69'263'308**	--	--

16.2.1 CAPEX

Kapitalzins **1.0%**

CAPEX / Kapitalkosten	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	P0+ 25J.	P0 +50J.	Amort.Zeit	Service	Jährliche Kapitalkosten [CHF/a]			P0+ 25J.	P0 +50J.
Start Phase 2027 →	2029	2035	2043	2052	2077	in [a]		2029	2035	2043	2052	2077
PTES - Auskleidung der Grube	2'900'000	0	0	2'900'000	2'900'000	25	x	131'680	0	0	131'680	131'680
PTES - Isolierte Abdeckung	1'400'000	0	0	1'400'000	1'400'000	25		63'569	0	0	63'569	63'569
PTES - Wasserbefüllung (1,95 m³)	500'000	0	0	500'000	500'000	25	x	22'703	0	0	22'703	22'703
PTES - Wasseraufbereitung	800'000	0	0	800'000	800'000	25	x	36'325	0	0	36'325	36'325
PTES - Diffusoren und Rohrleitungen	1'400'000	0	0	700'000	700'000	25		63'569	0	0	31'785	31'785
PTES - Admin., Engineering, Projektmanag.,…	500'000	0	0	250'000	250'000	25		22'703	0	0	11'352	11'352
PTES - Vermessung/ Sensoric	300'000	0	0	100'000	100'000	25		13'622	0	0	4'541	4'541
PTES - Ungebung / Zurtritt / Sicherheit	200'000	0	0	50'000	50'000	25		9'081	0	0	2'270	2'270
PTES - Loch / Baugrube	2'470'000	0	0	0	0	50		63'016	0	0	0	0
PTES - Planungszusatzaufwand Planer Kiesgrube	150'000	0	0	0	0	50		3'827	0	0	0	0
PTES - FS Ökofläche/Zonenkonformität	465'000	0	0	0	0	25		21'114	0	0	0	0
PTES Kosten	**11'085'000**	**0**	**0**	**6'700'000**	**6'700'000**			**451'212**	**0**	**0**	**304'225**	**304'225**
Expertise: Architekt/Planer/Statiker	500'000		0	150'000	0	50		12'756	0	0	3'827	0
Umbauten (Türen, Isolation)	4'500'000		0	1'350'000	0	50	x	114'807	0	0	34'442	0
Verstärkung Dachlast Rückkühler	1'500'000	0	0	0	0	50		38'269	0	0	0	0
Anbau Vordach: Uberdachung KBA Hard	1'200'000	0	0	360'000	0	50		30'615	0	0	9'185	0
Elektrifizierung	350'000	0	0	105'000	0	50		8'929	0	0	2'679	0
Krane Revision oder neuer Kran	250'000	0	0	125'000	0	50	x	6'378	0	0	3'189	0
Umgebung	200'000	0	0	60'000	0	50		5'103	0	0	1'531	0
Einrichtungen	200'000	0	0	0	0	50		5'103	0	0	0	0
Gebäude Kosten	**8'700'000**	**0**	**0**	**2'150'000**	**0**		x	**221'961**	**0**	**0**	**54'852**	**0**
WP 3MW	2'200'000	0	0	2'200'000	2'200'000	25	x	99'895	0	0	99'895	99'895
WP 5MW	0	3'100'000	0	0	3'100'000	25	x	0	140'761	0	0	140'761
WP 5MW	0	0	3'100'000	0	3'100'000	25	x	0	0	140'761	0	140'761
Fundament WP	160'000	200'000	200'000	0	0	25		7'265	9'081	9'081	0	0
Rückkühler 4x800kW (3MW) N+1	800'000	0	0	800'000	800'000	25	x	36'325	0	0	36'325	36'325
Rückkühler 4x800kW (5MW) N+1	0	800'000	0	0	800'000	25	x	0	36'325	0	0	36'325
Rückkühler 4x800kW (5MW) N+1	0	0	800'000	0	800'000	25	x	0	0	36'325	0	36'325
EL Power to heat Back N+1/N+2	500'000	0	0	500'000	0	25	x	22'703	0	0	22'703	0
Installation Rückkühler	200'000	200'000	200'000	0	500'000	25		9'081	9'081	9'081	0	22'703
Energieanlagen MSRL, Ausdehnung, …)	1'500'000	1'000'000	1'000'000	0	1'000'000	25	x	68'110	45'407	45'407	0	45'407
Pumpen Zentrale	500'000	0	0	250'000	250'000	25	x	22'703	0	0	11'352	11'352
Wasser Behandlung Infra.	60'000	0	0	60'000	60'000	25	x	2'724	0	0	2'724	2'724
Mittelspannungstrafo	20'000	120'000	0	14'000	0	25	x	908	5'449	0	636	0
Design, HZ Technik, Phasen	580'000	315'000	250'000	0	580'000	25		26'336	14'303	11'352	0	26'336
Stromanschluss EKS	280'000	380'000	130'000	0	0	50		7'144	9'695	3'317	0	0
Heiztechnik HZ Kosten	**6'800'000**	**6'115'000**	**5'680'000**	**3'824'000**	**13'190'000**			**303'196**	**270'103**	**255'324**	**173'635**	**598'915**
Trasse Datacenter / E Hub / Speicher 1454m	2'762'600	0	0	0	0	50		70'481	0	0	0	0
Anschluss Trasse E-Hub SH/NH 1725m	5'250'000	0	0	0	0	50		133'942	0	0	0	0
Anschluss Trasse E-Hub / Beringen WV 2104m	3'997'600	0	0	0	0	50		101'990	0	0	0	0
Trasse Kosten	**12'010'200**	**0**	**0**	**0**	**0**		x	**306'413**	**0**	**0**	**0**	**0**
Planungsarbeiten (15%) / +- Budgetgenauigkeit	5'789'280	917'250	852'000	1'901'100	2'983'500	25		262'872	41'649	38'687	86'323	135'471
Subventionen pro Jahr						1						
Föderung a fonds perdu zahlbar bei Startphase	*0*	*0*				10		*0*	*0*	0	0	0
Total Investitionen exkl. MwSt.	**44'384'480**	**7'032'250**	**6'532'000**	**14'575'100**	**22'873'500**			**1'545'653**	**311'752**	**294'011**	**619'036**	**1'038'611**
								./. ∑ Capex 25J /50J.			-943'293	-1'545'653
CAPEX / Investitionen kummuliert →	44'384'480	51'416'730	57'948'730	72'523'830	95'397'330	Kapitalk./a →		1'545'653	1'857'405	2'151'416	1'827'159	1'320'117

OPEX / Betriebs, Wartungs- & Servicekosten	Anlagewert [CHF]					Wartungsfaktor in %		OPEX / Betriebs, Wartungs- & Servicekosten				
PTES - Auskleidung der Grube	2'200'000	0	0	2'200'000	2'200'000	2.0%	x	44'000	44'000	44'000	44'000	44'000
PTES - Wasserbefüllung (1,95 m³)	500'000	0	0	500'000	500'000	2.0%	x	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000
PTES - Wasseraufbereitung	800'000	0	0	800'000	800'000	2.0%	x	16'000	16'000	16'000	16'000	16'000
Umbauten (Türen, Isolation)	4'500'000		0	1'350'000	0	1.0%	x	45'000	45'000	45'000	45'000	45'000
Krane Revision oder neuer Kran	250'000		0	125'000	0	2.0%	x	5'000	5'000	5'000	5'000	5'000
WP 3MW	2'200'000	0	0	2'200'000	2'200'000	2.0%	x	44'000	44'000	44'000	44'000	44'000
WP 5MW	0	3'100'000	0	0	3'100'000	2.0%	x	0	62'000	62'000	62'000	62'000
WP 5MW	0	0	3'100'000	0	3'100'000	2.0%	x	0	0	62'000	62'000	62'000
Rückkühler 4x800kW (3MW) N+1	800'000	0	0	800'000	800'000	4.0%	x	32'000	32'000	32'000	32'000	32'000
Rückkühler 4x800kW (5MW) N+1	0	800'000	0	0	800'000	4.0%	x	0	32'000	32'000	32'000	32'000
Rückkühler 4x800kW (5MW) N+1	0	0	800'000	0	800'000	4.0%	x	0	0	32'000	32'000	32'000
EL Power to heat Back N+1/N+2	500'000	0	0	500'000	0	2.0%	x	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000
Energieanlagen MSRL, Ausdehnung, …)	1'500'000	1'000'000	1'000'000	0	1'000'000	2.0%	x	30'000	20'000	20'000	20'000	20'000
Pumpen Zentrale	500'000	0	0	250'000	250'000	2.0%	x	10'000	10'000	10'000	10'000	5'000
Wasser Behandlung Infra.	60'000	0	0	60'000	60'000	2.0%	x	1'200	1'200	1'200	1'200	1'200
Mittelspannungstrafo	250'000	0	0	175'000	0	0.5%	x	1'250	1'250	1'250	1'250	1'250
Trasse Kosten	12'010'200	0	0	0	0	0.2%	x	24'020	24'020	24'020	24'020	24'020
Miete Heizzentrale KBA Hard	18'900	18'900	18'900	18'900	18'900	100.0%		18'900	18'900	18'900	18'900	18'900
Betriebskosten: Personal, Pikett, VVGK	250'000	300'000	400'000	400'000	400'000	100.0%		250'000	300'000	400'000	400'000	400'000
						OPEX /a →		**541'370**	**675'370**	**869'370**	**869'370**	**864'370**

	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	P0+ 25J.	P0 +50J.	
Berechnungsgrundlagen	2029	2035	2043	2052	2077	
WP Leistung	**5.16**	**10.32**	**12.90**	**12.90**	**12.90**	**MW**
Nutzenergie total	13'946	41'838	69'730	69'730	69'730	MWh/a
Nutzenergie Elektrisch WPs (inkl. Verluste)	**15'062**	**45'185**	**75'308**	**75'308**	**75'308**	**MWh/a**
Vollbetriebstunden theoretische Wert ohne PTES	2'919	4'379	5'839	5'839	5'839	h/a
el. Anschlussleistung Pumpen	361	722	903	903	903	kW
el. Anschlussleistung Energiezentrale	1'159	2'319	2'899	2'899	2'899	kW
el. Energiebedarf Pumpen	1'054	3'163	5'272	5'272	5'272	MWh/a
el. Energiebedarf Energiezentrale	3'385	10'154	16'923	16'923	16'923	MWh/a
Total Strom MWh/a	**4'439**	**13'317**	**22'195**	**22'195**	**22'195**	**MWh/a**

Gestehungskosten PHASENENDE pro Rp./kWh th	**22.41**	**13.22**	**11.49**	**11.03**	**10.29**
Gestehungskosten PHASENSTART pro Rp./kWh th	**44.86**	**25.61**	**14.38**	**11.03**	**10.29**
Ø Gestehungskosten pro PHASE X *Rp./kWh th*	***28.83***	***16.31***	***12.58***	***11.03***	***10.29***
Preisaufschlag bei Datacenter Ausfall*	**4.08**	**5.36**	**3.86**	**3.89**	**5.18**
COP 2.4 Ø [101] Kosten Ausfall Datacenter	***32.90***	***21.68***	***16.44***	***14.92***	***15.47***

** Die Enegie wird mit der Redundanz produziert*

	Start 1.1.2027	2028	2032	2035	2052	2077
Stützbeitrag / zusätzlich benötigtes Kapital	**PHASE 1**		**PHASE 2**	**PHASE 3**	**P0+ 25J.**	**P0 +50J.**
Verlängerte Phasen 2043	2029		2035	2043	2052	2077
Phasendauer/Jahre (Start 1.1. bis Ende PHASEN Jahr)	2		6	8	9	--
Total Betriebsjahre bis Folgephase	***2***		***8***	***16***	***25***	***--***
Zielpreis Rp. kWh th	12.0					
Total pro Nutzenergie / Unter,-Uberdeckung **pro Phase**	-4'693'320		-10'829'206	-3'217'746	6'095'116	**-18'740'272**

Summe Minus-Kapital Einsatz um Referenzpreis zu stützen → ***Stüzbeitrag***

Rückzahldauer Stützbeitrag in Jahren: 20.8

Gesamtkapitaleinsatz	**PHASE 1**	**PHASE 2**	**PHASE 3**	**P0+ 25J.**	**P0 +50J.**
	2029	2035	2043	2052	2077
Investmenmt	44'384'480	7'032'250	6'532'000	--	--
A fonds perdu Betrag	0	0	0	0	0
Darlehen Stützpreis Zinslos [104]	4'693'320	10'829'206	3'217'746	--	--
	49'077'800	17'861'456	9'749'746	--	--
Gesamt Kapital Bedarf CAPEX + Stützkapital kummuliert	49'077'800	66'939'256	**76'689'002**	--	--

→	JAZ WP COP	**4.45**
→	Systemverluste ink. Trasse	**1.0%**
	Systemverluste PTES	**7.0%**
→	Pumpenleistung in % zu Nutzenergie Brutto	**7.0%**
	~Gesamtsystem Energieverlust	*15%*

Renercon | 8934 Knonau | daniel.haenggi@renercon.ch | Version 3. März 2025

Energiemenge MWh / Absatz	13'946	41'838	69'730	69'730	69'730

*Bis 2032 linearer Anstieg Abwärme Rechenzenter + linearer Anstieg Wärmeabsatz

Vergleich Investment / 7 x dezentrale Heizzentralen

Eingabefelder

Teuerung 0%
Kapitalzins 1.0%

CAPEX / Kapitalkosten	Investitions kosten[CHF]			P0+25J.	P0 +50J.	Amort.Zeit	Service	Jährliche Kapitalkosten [CHF/a]			P0+25J.	P0 +50J.
Start Phase 2027 →	2029	2032	2035	2052	2077	in [a]		2029	2032	2035	2052	2077
Heizzentrale SHPower (Endausbau 70Mio 69.7GWh)												
Ausbaustufen 1	10'000'000			10'000'000	10'000'000	25	x	454'068	0	0	454'068	454'068
Ausbaustufen 2		7'000'000			7'000'000	25	x	0	317'847	0	0	317'847
Ausbaustufen 3			7'000'000		7'000'000	25	x	0	0	317'847	0	317'847
Gebäude 1-3	20'000'000					50	x	510'255	0	0	0	0
Gebäude 4-5		13'000'000				50	x	0	331'666	0	0	0
Gebäude 6-7			13'000'000			50	x	0	0	331'666	0	0
						25		0	0	0	0	0
Vollkosten Heizzentrale	30'000'000	20'000'000	20'000'000	10'000'000	24'000'000			964'322	649'513	649'513	454'068	1'089'762
Planungsarbeiten (15%) / +- Budgetgenauigkeit	0	0	0	0	0	25		0	0	0	0	0
Subventionen pro Jahr						1						
Föderung a fonds perdu zahlbar bei Startphase	*0*	*0*				10		*0*	*0*	0	0	0
Total Investitionen exkl. MwSt.	30'000'000	20'000'000	20'000'000	10'000'000	24'000'000			964'322	649'513	649'513	454'068	1'089'762
								/. ∑ Capex 25J /50J.			-454'068	-964'322
CAPEX / Investitionen kummuliert →	30'000'000	50'000'000	70'000'000	80'000'000	104'000'000	**Kapitalk./a →**		964'322	1'613'835	2'263'348	2'263'348	2'388'788

OPEX / Betriebs, Wartungs- & Servicekosten	Anlagewert [CHF]					Wartungsfaktor in %		OPEX / Betriebs, Wartungs- & Servicekosten				
Ausbaustufen 1	10'000'000			10'000'000	10'000'000	2.0%	x	200'000	200'000	200'000	200'000	200'000
Ausbaustufen 2		7'000'000			7'000'000	2.0%	x	0	140'000	140'000	140'000	140'000
Ausbaustufen 3			7'000'000		7'000'000	2.0%	x	0	0	140'000	140'000	140'000
Gebäude 1-3	20'000'000					2.0%	x	400'000	400'000	400'000	400'000	400'000
Gebäude 4-5		13'000'000				2.0%	x	0	260'000	260'000	260'000	260'000
Gebäude 6-7			13'000'000			2.0%	x	0	0	260'000	260'000	260'000
						0.0%		0	0	0	0	0
Betriebskosten: Personal, Pikett, VVGK*	500'000	600'000	800'000	800'000	800'000	100.0%		500'000	600'000	800'000	800'000	800'000
						OPEX /a →		1'100'000	1'600'000	2'200'000	2'200'000	2'200'000

*Im Vgl. zu E-Hub doppelte Kosten, 7 HZ vs 1 E-hHub

Berechnungsgrundlagen						
WP Leistung	**5.60**	**11.20**	**14.00**	**14.00**	**14.00**	**MW**
Nutzenergie total	13'946	41'838	69'730	69'730	69'730	MWh/a
Nutzenergie Elektrisch WPs (inkl. Verluste)	14'085	42'256	70'427	70'427	70'427	MWh/a
Vollbetriebstunden theoretische Wert ohne PTES	2'515	3'773	5'031	5'031	5'031	h/a
el. Anschlussleistung Pumpen	392	784	980	980	980	kW
el. Anschlussleistung Energiezentrale	1'600	3'200	4'000	4'000	4'000	kW
el. Energiebedarf Pumpen	986	2'958	4'930	4'930	4'930	MWh/a
el. Energiebedarf Energiezentrale	4'024	12'073	20'122	20'122	20'122	MWh/a
Total Strom MWh/a	**5'010**	**15'031**	**25'052**	**25'052**	**25'052**	**MWh/a**

→	JAZ WP COP	**3.50**
→	Systemverluste ink. Trasse	**1.0%**
	Systemverluste PTES	**0.0%**
→	Pumpenleistung in % zu Nutzenergie Brutto	**7.0%**
	~Gesamtsystem Energieverlust	*8%*

Energiekosten in Rp. /kWh th	8.41	8.08	8.08	8.08	8.08
Gestehungskosten PHASENENDE pro Rp./kWh th	**23.21**	**15.77**	**14.48**	**14.48**	**14.66**

Preisspanne **P1 reduziere Auslastung →*	*% P1*	*Vorphase1*	*Vorphase2*	*Vorphase3*	
PHASE **X** mit kWh Absatz Vor-PHASE **X-1**	**5'578**	**13'946**	**41'838**	**69'730**	**69'730**
Gestehungskosten PHASENSTART pro Rp./kWh th	**45.41**	**31.45**	**18.75**	**14.48**	**14.66**

Ø Gestehungskosten pro PHASE X *Rp./kWh th*	***29.55***	***19.69***	***16.08***	***14.48***	***14.66***

Preisaufschlag Redundanz	**-29.55**	**-19.69**	**-16.08**	**-14.48**	**-14.66**
COP 2.4 Ø [101] Kosten Ausfall Datacenter	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*

** Die Energie wird mit der Redundanz produziert. Es liegen keine techn. Angaben vor und ist daher nicht rechenbar*

SZENARIO Zielpreis 1	2027	2032	2035	2052	2077
Stützbeitrag / zusätzlich benötigtes Kapital	**PHASE 1**	**PHASE 2**	**PHASE 3**	**P0+ 25J.**	**P0 +50J.**
Referenzphase 2035	2029	2032	2035	2052	2077
Phasendauer in Jahren (Bsp. 2027 bis Folgephase)	2	3	3	17	--
Total Betriebsjahre bis Folgephase	***2***	***5***	***8***	***25***	**--**
Zielpreis Rp. kWh th	12.0				
Ø DB Rp./kWh	**-17.55**	**-7.69**	**-4.08**	**-2.48**	
Total pro Nutzenergie / Unter,-Uberdeckung **pro Jahr**	-2'447'945	-3'216'032	-2'848'284	-1'732'447	

Total pro Nutzenergie / Unter,-Uberdeckung **pro Phase**	-4'895'890	-9'648'096	-8'544'852	-29'451'598	**-52'540'437**

Summe Minus-Kapital Einsatz um Referenzpreis zu stützen → ***Stüzbeitrag***

Rückzahldauer Stützbeitrag in Jahren *nicht möglich*

Gesamtkapitaleinsatz	**PHASE 1**	**PHASE 2**	**PHASE 3**	**P0+ 25J.**	**P0 +50J.**
	2029	2032	2035	2052	2077
Investment	30'000'000	20'000'000	20'000'000	--	--
A fonds perdu Betrag	0	0	0	0	0
Darlehen Stützpreis Zinslos	4'895'890	9'648'096	8'544'852	29'451'598	52'540'437
	34'895'890	29'648'096	28'544'852	29'451'598	--
Gesamt Kapital Bedarf CAPEX + Stützkapital kummuliert	34'895'890	64'543'987	93'088'838	**122'540'437**	--

18 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektplan Vorprojekt E-Hub Beringen 3
Abbildung 2: Fernwärmeverbunde Renercon per 2024 4
Abbildung 3: SwissSTES Flagship Projektübersicht 5
Abbildung 4: Gesamtenergiebedarf 6
Abbildung 5: Energiegebiete, -perimeter E-Hub 7
Abbildung 6: Bilder von bestehenden PTES in Dänemark 8
Abbildung 7: Stromangellage entschärfen. PTES im zyklisch laden 9
Abbildung 8: Energiefluss-Schema am Beispiel E-Hub Beringen 9
Abbildung 9: Querschnitt eines PTES mit von Aalborg patenierter Abdeckung 10
Abbildung 10: Querschnitt mehrschichtiger Aufbau des isolierten PTES Deckel 11
Abbildung 11: Luftaufnahme des isolierten Deckels des PTES Dronninglund Dänemark 11
Abbildung 12: Beispiel PTES Deckelsystemvariante mit 9 Segmenten, Parzelle 834 Beringen 12
Abbildung 13: Niveau Belastungstest Installation 12
Abbildung 14: Skizze PTES Deckelsegment als Ökooberfläche 13
Abbildung 15: Lösungsansatz Renercon mit saisonalem Speicher 14
Abbildung 16: E-Hub System, geografische Übersicht 15
Abbildung 17: Leistung und Ausbaustufen Wärmetauscher Rechenzentrum 15
Abbildung 18:Standort E-Hub Heizzentrale auf KBA Hard 17
Abbildung 19: E-Hub Heizzentrale. Kubatur und Anbau an das bestehende KBA Hard Gebäude 17
Abbildung 20: Beispiel Luft/Wasser Rückkühlaggregat 18
Abbildung 21: E-Hub Heizzentrale installierte Wärmepumpen Leistung 19
Abbildung 22: Mögliches Layout der Wärmepumpen und Aggregate in EG 40 x 10m 19
Abbildung 23: Schema E-Hub Heizzentrale 20
Abbildung 24: Abgeklärte Standorte für saisonalen Speicher PTES 21
Abbildung 25: Geometrie PTES 23
Abbildung 26: Bodentemperaturen in unterschiedlichen Tiefen, gemessen an der Nordseite des PTES-Damms 24
Abbildung 27: Darstellung der Trassenführung des E-Hubs 25
Abbildung 28: Darstellung der möglichen Leitungsführungen 26
Abbildung 29: Grabenquerschnitt KMR-350 28
Abbildung 30: Bahnquerung Gemeinde Parzellen auf Hagenwiesenweg 29
Abbildung 31: Parzelle 834 / PTES Standort in Beringen 31
Abbildung 32: Jahresverlauf PHASE 1 34
Abbildung 33: Jahresdauerlinie PHASE 1 35
Abbildung 34: Wärmezugang PHASE 1 35
Abbildung 35: Wärmeabgang PHASE 1 35
Abbildung 36: Jahresverlauf PHASE 2 36
Abbildung 37: Jahresdauerlinie PHASE 2 37
Abbildung 38: Wärmezugang PHASE 2 37
Abbildung 39: Wärmeabgang PHASE 2 37
Abbildung 40: Jahresverlauf PHASE 3 38
Abbildung 41: Jahresdauerlinie PHASE 3 39
Abbildung 42: Wärmezugang PHASE 3 39
Abbildung 43: Wärmeabgang PHASE 3 39

Abbildung 44: Jahresverlauf Ausfall RZ 1 Monat 40
Abbildung 45: Jahresdauerlinie Ausfall RZ 1 Monat 41
Abbildung 46: Wärmezugang Ausfall RZ 1 Monat 41
Abbildung 47: Wärmeabgang Ausfall RZ 1 Monat 41
Abbildung 48: Jahresdauerlinie Ausfall RZ permanent 42
Abbildung 49: Wärmezugang Ausfall RZ permanent 42
Abbildung 50: Wärmeabgang Ausfall RZ permanent 42
Abbildung 51: Erwärmung des Erdreiches rund um den PTES 44
Abbildung 52: Temperatur des Erdreichs in Abhängigkeit der Tiefe unter dem Speicher 44
Abbildung 53: Gestehungskosten kWh th, ex. MWST 50
Abbildung 54: Zusammensetzung Gestehungspreise kWh th, ex. MWST 50
Abbildung 55: Kostenvergleich Heizenzentale mit/ohne Speicher und Rechenzentrum Abwärme 53
Abbildung 56: Ringnetz inkl. Ringleitung mit fiktiven Heizzentralenstandorten 58
Abbildung 57: Grafik aus Schaffhauser Nachrichten vom 12.12.2024 59

Abbildung 58: Konfiguration einer 2MW Wärmepumpe Primärer Energiequelle Rechenzentrum mit PTES 4
Abbildung 59: Transitleitung inkl. Ringleitung und Heizzentralenstandorte 5
Abbildung 60: hydraulischer Aufbau 5
Abbildung 61: Darstellung Betriebsmodus Redundanzversorgung 6
Abbildung 62: Darstellung Betriebsmodus Wärmebezug vom E-Hub 6
Abbildung 63: Schnittstellenübersicht 7