



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energieforschung und Cleantech

Zwischenbericht vom 5.12.2023

BigStoreDH

Jahresbericht 2023



Quelle: © AgroEnergie Schwyz AG



INSTITUT FÜR
SOLARTECHNIK



Datum: 05.12.2022

Ort: Rapperswil

Subventionsgeberin:

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

Ko-Finanzierung:

Energie 360° AG
Aargauerstr. 182
8010 Zürich
www.energie360.ch

ewz
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
Tramstrasse 35
8050 Zürich
info@ewz.ch

IWB
Industrielle Werke Basel
Margarethenstrasse 40
4002 Basel
www.iwb.ch

Wärmeverbund Buttisholz AG
Gewerbering 13
6018 Buttisholz
www.waermeverbund-buttisholz.ch

Subventionsempfänger/innen:

OST – Ostschweizer Fachhochschule
SPF Institut für Solartechnik
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
www.spf.ch

Autor/in:

Florian Ruesch, SPF OST, florian.ruesch@ost.ch
Michel Haller, SPF OST, michel.haller@ost.ch



BFE-Projektbegleitung:

Stephan Mathez, stephan.a.mathez@solarcampus.ch

Andreas Eckmanns, Andreas.Eckmanns@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502284-01

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



Zusammenfassung

Im Projekt BigStoreDH wird die Einbindung von grossen Wärmespeichern in thermische Netze der Schweiz analysiert. Dieser Jahresbericht befasst sich mit dem Einfluss unterschiedlicher Speichergrossen auf die benötigte Spitzenlast, die Dimensionierung von Erschliessungsleitungen und auf die Wirtschaftlichkeit von Speicherlösungen.

Auf der Basis von drei für die Schweiz typischen generischen Netztypen wird die Einbindung von Speichern simuliert und sowohl der Einfluss unterschiedlicher Speichergrossen, als auch unterschiedlicher Wetterdaten untersucht. Ein Fokus wird dabei auf die Bereitstellung von Leistungsspitzen gelegt, weil Speicher dabei helfen können, die immer noch oft fossile Spitzenleistungsbereitstellung zu ersetzen. Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt bei kleineren Netzen ein wirtschaftliches Optimum in der Grössenordnung der bestehenden Empfehlungen für Holzwärmenetze. Bei grossen Netzen und somit auch grossen Speichern kann eine saisonale Speicherung aufgrund der sinkenden spezifischen Kosten attraktiv werden.

Résumé

Le projet BigStoreDH analyse l'intégration de grands accumulateurs de chaleur dans les réseaux thermiques de Suisse. Ce rapport annuel traite de l'influence des différentes tailles d'accumulateurs sur la charge de pointe nécessaire, sur le dimensionnement des conduites de raccordement et sur l'efficacité des solutions d'accumulation.

L'intégration des accumulateurs est simulée sur la base de trois types de réseaux génériques typiques pour la Suisse et l'influence des différentes tailles d'accumulateurs ainsi que des différentes données météorologiques est étudiée. L'accent est mis sur la mise à disposition de pointes de puissance, car les accumulateurs peuvent aider à remplacer la mise à disposition de pointes de puissance, qui est encore souvent d'origine fossile. Une analyse de rentabilité montre que, pour les petits réseaux, la taille des recommandations existantes pour les réseaux de chaleur au bois est optimale du point de vue économique. Pour les grands réseaux et donc les grands réservoirs, le stockage saisonnier peut devenir intéressant en raison de la baisse des coûts spécifiques.

Summary

The BigStoreDH project is analyzing the integration of large heat storage into thermal grids in Switzerland. This annual report deals with the influence of different storage sizes on the required peak load, the dimensioning of access lines and the cost-effectiveness of storage solutions.

On the basis of three generic grid types typical for Switzerland, the integration of storage systems is simulated, and the influence of different storage sizes and different weather data is



examined. A focus is placed on the provision of peak power, because storage systems can help to replace the often fossil-based peak power supply. A profitability analysis shows an economic optimum for smaller grids in the scaling of the existing recommendations for wood-fired heating grids. For large networks and therefore also large storage facilities, seasonal storage can become attractive due to falling specific costs.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	8
1.1	Ausgangslage und Hintergrund	8
1.2	Motivation des Projektes	9
1.3	Projektziele	9
2	Vorgehen und Methode	10
2.1	Datenquelle für Analyse Netze	10
2.2	Ergänzung «Liste thermischer Netze»	11
2.3	Typische Netze in der Schweiz	12
2.3.1	Biomasse	16
2.3.2	Umweltwärme	17
2.3.3	KVA Abwärme	18
2.3.4	Kennwerte	19
2.4	Simulation	21
2.4.1	Basishydraulik	22
2.5	Bedarfsmodellierung	24
2.5.1	Heizwärmebedarf	25
2.5.2	Warmwasserbedarf	28
2.5.3	Variabilität	29
2.6	Kosten	30
3	Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse	32
3.1	Integration von Speichern	32
3.2	Zentrale und dezentrale Einbindung	36
3.3	Kostenvergleich	38
3.3.1	Speichergrössen	38
4	Bewertung der bisherigen Ergebnisse	43
5	Weiteres Vorgehen	43
6	Nationale und internationale Zusammenarbeit	43
7	Kommunikation	44
8	Publikationen	44
9	Literaturverzeichnis	45



Abkürzungsverzeichnis

VFS	Verband Fernwärme Schweiz
KWK	Kraftwärmekoppelung
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
WP	Wärmepumpe
AKW	Atomkraftwerk
BHKW	Blockheizkraftwerk
SIA	Schweizerischer Ingenieur und Architektenverein
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
AKD	Akkumulierten Temperaturdifferenzen
IEA- SHC	International Energy Agency – Solar Heating and Cooling



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Dem Auf- und Ausbau der Wärmenetze wird zur Erreichung der gesetzten Klimaziele eine hohe Bedeutung zugeschrieben. Gemäss der Schweizer Energieperspektiven 2050+ [1] spielen Wärmenetze bei allen vier ZERO-Varianten eine wichtige Rolle. Nur schon in der Basisvariante findet eine Verdoppelung der über Wärmenetze bereit gestellte Wärme von 22 PJ (2019) auf 41 PJ (2050) statt. In diesen Szenarien wird davon ausgegangen, dass künftig 26% des Wärmebedarfs von Gebäuden zu tiefen Wärmeverteilungskosten erschliessbar sind. Unter Berücksichtigung der mit mittleren oder hohen Kosten erschliessbaren Potenziale erhöht sich dieser Prozentsatz auf 56%, respektive 65% [1]. Dies ist allerdings nur erstrebenswert, wenn die Wärmeversorgung auch mit erneuerbaren Energien oder Abwärme und nicht mit fossilen Energieträgern erfolgt. Die Erhebung des Branchenverbandes Fernwärme Schweiz (VFS, 2017) zeigt, dass der Wärme-Produktionsmix der VFS-Mitglieder im Jahr 2017 zu rund 30% auf fossilen Energien (Öl/Erdgas) basiert. Die fossilen Energieträger zählen somit neben KVA-Abwärme (38%) und Holz (18%) heute noch zu den wichtigsten Primärenergieträgern in den erfassten Wärmenetzen der Schweiz.

Derzeit findet ein starker Ausbau der Holzenergienutzung in Wärmenetzen statt. Dies wird bei fortgesetztem Trend dazu führen, dass das einheimische Holzpotenzial bis zum Jahr 2040 vollständig ausgenutzt wird, so dass ein weiterer Ausbau von Nah- und Fernwärme ab diesem Zeitpunkt auf der Basis von einheimischem Holz nicht mehr möglich sein wird. Zunehmend werden Wärmepumpen-Lösungen entwickelt, zum Beispiel auf Basis von Seewasser- oder Grundwassernutzung, oder in Anergie-Netzen. Sowohl für Holz als auch für Wärmepumpen gilt jedoch, dass diese mit hohen spezifischen Investitionskosten für zusätzliche Heizleistung verbunden sind. Auskünfte von Wärmenetzbetreibern (Erfahrungen aus der Praxis) zeigen, dass in solchen Netzen nach wie vor fossile Energieträger zu Spitzenlastabdeckung (Spitzenlastkessel) sowie aus Redundanzzwecken eingesetzt werden.

In den Energieperspektiven 2050+ wird eine Lücke von 9 TWh elektrischer Energie für das Winterhalbjahr und eine solare Überproduktion im Sommerhalbjahr erwartet. Grosse thermische Speicher bieten diverse Möglichkeiten, diese saisonalen Effekte abzdämpfen. Die Sektorkopplung Wärme-Elektrizität dient nicht nur dem Stromsektor, sondern bietet Chancen, die Wirtschaftlichkeit von grossen Speicherprojekten zu verbessern.

Letztendlich können grosse thermische Speicher in der Nah- und Fernwärme eingesetzt werden zu verschiedenen Zwecken wie zum Beispiel:

- Brechung von Spitzenlasten und Ersatz fossiler Spitzenlast
- Schaffung von Redundanz durch Vorhalten einer gewissen Wärmemenge
- Einsatz zur Optimierung kombinierter Strom- und Wärmeanwendungen (KWK)
- Optimierung der Nutzung geothermischer Energie oder industrieller Abwärme, Nutzung von Solarenergie (thermisch oder Power-to-heat über PV und Wärmepumpe)
- Saisonale Speicherung von Wärme



Eine Übersicht über die verfügbaren Techniken und Einsatzgebiete der thermischen Wärmespeicher für den Schweizer Kontext geben sowohl Schädle u.a. als auch Haller und Ruesch [2]. Eine grundlegende Analyse der Möglichkeiten und Randbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb thermischer Speicher in Schweizer Nah- und Fernwärmenetzen fehlt jedoch bisher. Eine solche Analyse müsste sowohl rein ökonomisch die Kosten (Total Cost of Ownership) und Nutzen (Vermeidung Erzeuger- und Brennstoffkosten) als auch die Vorteile in Bezug auf die Reduktion von CO₂-Emissionen berücksichtigen. In Netto-Null Szenarien, wie sie innerhalb der SCCER (JASM – Joint Activity Scenarios and Modelling)) erzeugt wurden, spielen saisonale Wärmespeicher eine wichtige Rolle (Guidati u.a. 2021). Allerdings wurden bei diesen Analysen keine echten räumlichen Auflösungen betrachtet, und die Speichertechnologien wurden nur in sehr einfacher Form modelliert.

1.2 Motivation des Projektes

Die grosse Bedeutung der Fernwärme für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung wurde in den letzten Jahren von vielen Entscheidungsträgern erkannt und aufgenommen. So haben die meisten grossen Schweizer Städte Investitionsentscheide in Milliardenhöhe getroffen, um den Ausbau der Fernwärme voranzubringen. Gleichzeitig wird zum Teil die Versorgung mit Gas nicht mehr weitergeführt oder zurückgebaut. So hat z.B. die Stadt Basel beschlossen das Niederdruck-Gasnetz langfristig nicht mehr zu betreiben.

Viele bestehende Wärmenetze in der Schweiz werden ohne oder nur mit kleinen technischen Wärmespeichern betrieben. Durch die Vorgaben und Bestrebungen von Holzenergie-Schweiz werden bei Holzenergienetzen vermehrt etwas Grössere thermische Speicher eingesetzt, um häufiges Ein- und Ausschalten der Holzkessel zu vermeiden und Lastschwankungen abzufedern. Speicher in Wärmenetzen erhalten zudem neue Funktionen und eine grössere Bedeutung durch die Einbindung verschiedener erneuerbarer Energiequellen, die Koppelung mit dem Elektrizitätssektor durch den Einsatz von Wärmepumpen und politische Vorgaben. Zu letzteren zählen zum Beispiel die Entscheide mancher Städte oder Gemeinden, in der Wärmeversorgung ganz auf fossile Wärmeträger und somit auch auf fossile Spitzen- und Teillastkessel zu verzichten

Auch wenn in den letzten Jahren einige deutlich grössere Speicher in Wärmenetze integriert wurden, so gibt es dennoch wenig Erfahrungen oder Vorgaben zur Integration von Speichern in Wärmenetze, welche über die gewöhnliche Dimensionierung in Kombination mit Holzenergie hinausgehen [3].

1.3 Projektziele

Ziel des Projektes ist es, aufzuzeigen wie und in welchem Masse grosse Wärmespeicher in Wärmenetzen zur Reduktion fossiler Wärme und vermehrter Nutzung von erneuerbarer Energie und Abwärme beitragen können, und welche Möglichkeiten die Wärmespeicher zur kurz- und langfristigen Speicherung in Energieverbundnetzen der Schweiz einnehmen können. Insbesondere sollen auch Vorteile, welche durch Sektorkopplung und den optimierten Betrieb für das elektrische System erzielt werden können, aufgezeigt werden.

Folgende Forschungsfragen sollen im Projekt konkret untersucht werden:



- Was sind die Kosten, Umweltbelastung und Hindernisse heute verfügbarer Wärmespeichertechnologien, im Vergleich zu erneuerbarer oder nicht erneuerbarer Alternativen?
- Unter welchen Voraussetzungen und in welchen Netztypologien und –Topologien, können Speicher unterschiedlicher Bauart und unterschiedlicher Grösse wirtschaftlich eingesetzt werden?
- Welche Rolle können grosse thermische Speicher bei der zukünftigen **Energieversorgung der Schweiz** einnehmen, und wie müssen allenfalls Rahmenbedingungen und Förderungen diesbezüglich angepasst werden?

2 Vorgehen und Methode

Die Fragestellungen sollen in unterschiedlichen Ebenen betrachtet und erarbeitet werden.

1. In einen generisch/wissenschaftlichen Teil werden folgende Aspekte betrachtet:
 - Es wird eine Übersicht über Speichertechnologien, und deren Kosten gegeben, wobei die aktuelle Situation in der Schweiz analysiert und zukünftige Entwicklungen mit betrachtet werden.
 - Es werden generische Wärmeverbünde definiert, welche für die Situation und zukünftige Entwicklungen in der Schweiz als typisch angesehen werden können.
 - Dynamische Simulationen und Parametervariationen zur Einbindung, Dimensionierung und Regelung von Speichern werden durchgeführt.
2. Anhand von konkreten Fallstudien werden für vier Industriepartner konkrete Fragestellungen bezüglich Einbindung von Speichern in deren Wärmenetze untersucht.
3. Sowohl aus dem wissenschaftlich/generischen Teil, als auch aus den Fallstudien werden Empfehlungen für die Dimensionierung und Einbindung von Speichern abgeleitet. Ebenfalls wird die Rolle von Speichern in der zukünftigen Energieversorgung der Schweiz abgeschätzt.

Der erste Punkt des wissenschaftlich/generischen Teils wurde in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Solites durchgeführt und in einer Reihe von Factsheets [4] zusammengefasst und publiziert. Der zweite Teil wurde im Jahresbericht 2022 beschrieben und wird hier als Teil der Beschreibung der Methode nochmals wiedergegeben. Dieser Jahresbericht befasst sich mit der Einbindung, Dimensionierung und Regelung von Speichern in den generischen Netzen, also dem dritten Punkt des wissenschaftlich/generischen Teils.

2.1 Datenquelle für Analyse Netze

Es gibt unterschiedliche Quellen, welche die Situation der Fernwärme in der Schweiz zusammenfassen. Für die offizielle schweizerische Energiestatistik [5] wurden ca. 60 der grössten Schweizer Wärmenetze ausgewertet, welche ca. drei Viertel der umgesetzten Wärmemenge repräsentieren [6].



Daneben führt der Verband Fernwärme Schweiz VFS eine jährliche Energiestatistik, welche auf Umfragen bei den Mitgliedern beruht [7]. Dabei fassen Wärmenetzbetreiber die umgesetzten Wärmemengen aufgeschlüsselt nach Energieträgern für ihre Netze zusammen. Diese Statistik gilt als die zuverlässigste, um den Anteil unterschiedlicher Energieträger für die Versorgung mit Fernwärme zu berechnen [6].

Der grösste zugängliche Datensatz wird in der «Liste thermischer Netze» [6] publiziert, welche versucht alle thermischen Netze der Schweiz zu erfassen und geografisch zu referenzieren. Diese Daten sind über maps.admin.ch frei zugänglich. Um eine möglichst grosse Anzahl Netze zu erfassen, wurden unterschiedliche und zum Teil auch nicht weiter verifizierte Quelle verwendet und es werden auch Netze mit unvollständigen Informationen aufgelistet. Ebenfalls wird keine quantitative Unterteilung zwischen Haupt- und Nebenenergieträger gemacht. Trotz grossem Umfang gilt die Liste thermischer Netze als unzuverlässige Quelle um die Anteile unterschiedlicher Energieträger am Produktionsmix auszurechnen.

2.2 Ergänzung «Liste thermischer Netze»

Weil in der Liste thermischer Netze mehr als 1000 Netze einzeln erfasst wurden, bietet sie trotz methodischer Inkonsistenz eine gute Basis, um zu analysieren, welche Netztypen in der Schweiz häufig vorkommen.

Bei einigen Netzen ist lediglich entweder die Leistung oder die Energiemenge angegeben, jedoch nicht beide Zahlen. Um gewisse Auswertungen dennoch durchführen zu können wurde die fehlende Zahl unter der Annahme von 1805 Vollaststunden ergänzt. Dies entspricht dem durchschnittlichen Wert aller Netze, bei denen beide Werte angegeben wurden. Die angegebenen Werte streuen aber stark und es existieren wohl auch einige unrealistische hohe oder tiefe Angaben (siehe Abbildung 1). Die Ergänzung der Daten über diesen Mittelwert erzeugt neben der methodischen Inkonsistenz bei der Datenerhebung weitere Unsicherheiten.

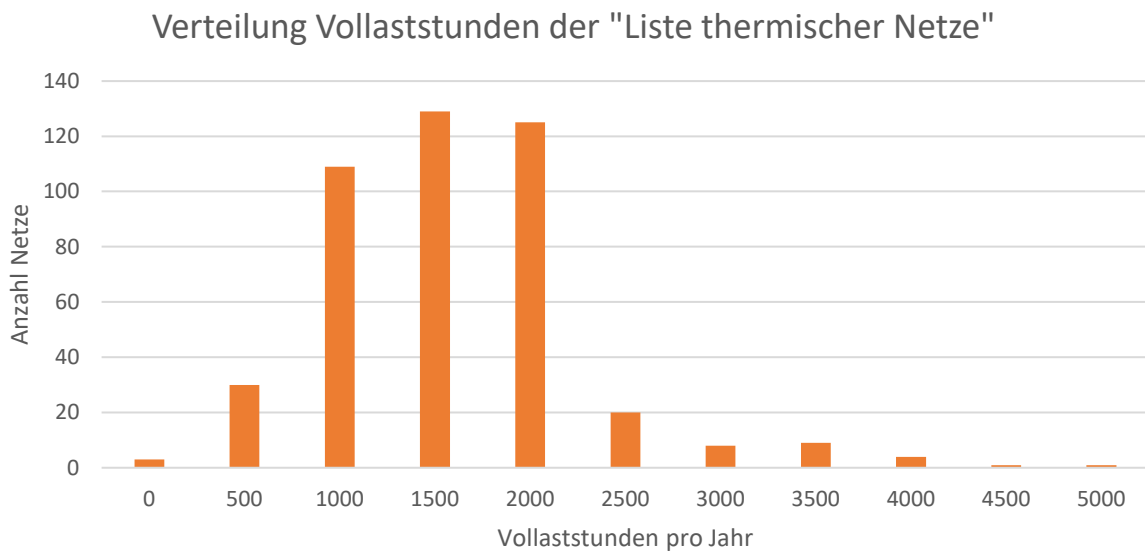


Abbildung 1: Angegebenen Vollaststunden aus den Daten der Liste thermischer Netze [6].

2.3 Typische Netze in der Schweiz

In der Liste thermischer Netze werden 19 unterschiedliche Energieträger unterschieden, wobei immer der Hauptenergieträger und dann z.T. mehrere zusätzliche Energieträger angegeben werden. In Abbildung 2 wird die Anzahl Wärmenetze mit einem jeweiligen Hauptenergieträger angegeben, wobei die Energieträger in vier Klassen eingeteilt wurden:

- **Grüntöne:** Biomasse basierte Wärmeträger
- **Blautöne:** Umweltwärme, welche eine Wärmepumpe zur Erzeugung von Nutzenergie benötigt
- **Orangetöne:** Abwärme aus unterschiedlichen Prozessen
- **Grautöne:** Fossile Energieträger

Es zeigt sich, dass ca. 2/3 aller Wärmenetze der Schweiz hauptsächlich auf Biomasse beruhen, wobei Holzschnitzel, der klar am häufigsten verwendete Energieträger ist.



Anzahl Netze aufgeteilt nach Hauptenergieträger

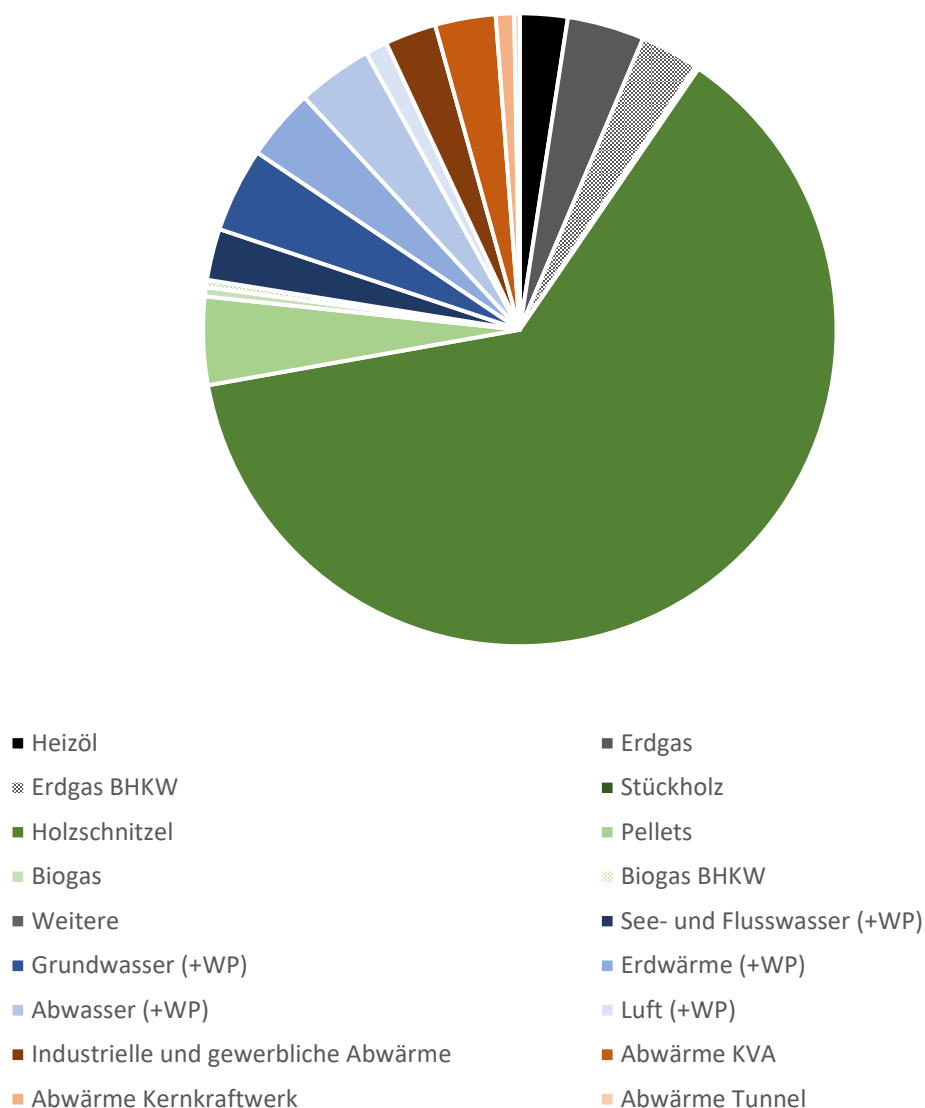


Abbildung 2: Anzahl der schweizerischen Wärmenetze mit unterschiedlichen Hauptenergieträgern.

Weil aber Netze, welche auf Biomasse basieren typischerweise eher klein sind, ergibt die Einteilung nach Anzahl Netze einen Eindruck, welcher der Bedeutung für die Wärmeversorgung nicht gerecht wird. So erzeugen wenige grosse Netze, welche als Hauptenergieträger die Abwärme aus Kehrrichtverbrennungsanlagen nutzen, fast die Hälfte der in der Schweiz durch Fernwärme erzeugten Wärmemenge. In Abbildung 3 wird daher eine Klassifizierung der Netze aus der Liste thermischer Netze nach Hauptenergieträgern gegeben, welche mit der gesamten Wärmemenge des entsprechenden Netzes gewichtet wurde. Weil dabei die Nebenenergieträger nicht berücksichtigt werden, entspricht diese Einteilung jedoch nicht genau der Quantität der Wärmeherzeugung mit unterschiedlichen Energieträgern. Auch wenn es nur wenige, eher kleinere Netze mit fossilen Hauptenergieträger gibt, weisen doch viele Netze eine fossile Spitzen- und Schwachlastdeckung auf. Dadurch ist der Anteil an



fossiler Energie in den Wärmenetzen grösser als nach Abbildung 3 suggeriert wird. Die Anteile unterschiedlicher Energieträger (für Haupt- und Nebenerzeugung) werden vom VFS für das Jahr 2021 mit: 23% fossil, 32 % Holz und 36% Abwärme gegeben [8]. Abbildung 3 gibt also nicht den Anteil des jeweiligen Energieträgers im Fernwärmemix der Schweiz wieder, sondern die Bedeutung von Netzen mit dem jeweiligen Energieträger als Hauptenergieträger in der Fernwärmelandschaft der Schweiz. Es sind also grosse Netze mit Abwärme aus KVA oder AKW als Hauptenergieträger für die Hälfte der in der Schweiz erzeugten Fernwärme verantwortlich. Diese werden aber meist mit anderen Energieträgern ergänzt.



Energiemenge aufgeteilt nach Hauptenergieträger

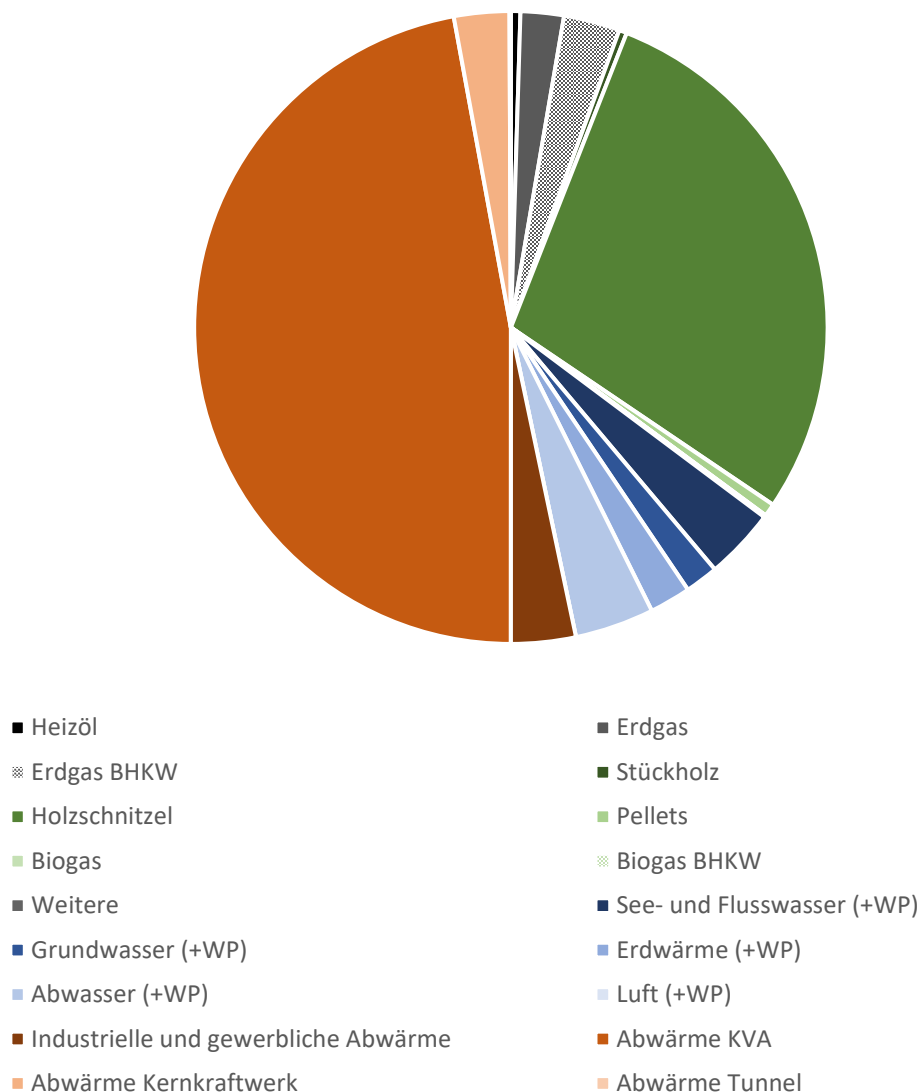


Abbildung 3: Klassifizierung der Netze aus der Liste thermischer Netze nach Hauptenergieträger, gewichtet mit der Wärmemenge. Weil dabei die Nebenenergieträger nicht berücksichtigt werden, entspricht diese Einteilung nicht der Wärmeerzeugung mit unterschiedlichen Energieträgern.

Bei der Auswertung der Liste thermischer Netze wurden die neusten Daten aus dem Jahr 2021 mit Daten des VFS aus dem Jahr 2010 verglichen. Dabei wurde festgestellt, dass in diesen 11 Jahren ca. eine Verdoppelung der Fernwärmeleistungen stattgefunden hat. Die Kategorie mit dem grössten Zuwachs (+ 1100%) waren dabei Netze, welche Umwelt- und Abwärme nutzen. Solche Netze weisen bereits heute einen relevanten Anteil auf (sowohl bezüglich Anzahl als auch bezüglich umgesetzten Energiemenge). Aufgrund der hohen Zuwachsrates ist davon auszugehen, dass diese Kategorie noch deutlich an Bedeutung gewinnen wird.

Wie bereits in der Antragsphase vorgeschlagen, haben sich also folgende drei Netztypen als wichtig herauskristallisiert, welche in den folgenden Abschnitten näher charakterisiert werden:

1. Holzschnitzel Wärmenetz: Grösste Anzahl Netze, aber eher kleine Leistung, Grosser Zuwachs



2. Umweltwärme mit Wärmepumpe: grösste Zuwachsrate und daher grosse Bedeutung für die Zukunft, mittlere Grösse
3. Abwärme als KVA: grösster Energieumsatz, grosse Netze, Zusatzenergieträger relevant

Aufgrund des Rückganges seit 2010 und aufgrund des politischen Willens, auf fossile Wärmeträger zu verzichten, werden Netze mit fossilem Hauptenergieträger nicht weiter betrachtet.

2.3.1 Biomasse

Für eine weitere Analyse wurden alle (Anzahl=719) Wärmenetze mit Biomasse als Hauptenergieträger zusammengefasst. Dies sind hauptsächlich Holzsnitzel, aber auch einige Holzpellet basierende Netze. Einige wenige Netze mit Stückholz oder Biogas als Hauptenergieträger wurden ebenfalls in diese Kategorie integriert. Die Mittel- und Medianwerte der wichtigsten Kennzahlen dieser Netze werden in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Häufigkeiten unterschiedlicher Zweitenergieträger werden in Abbildung 4 gegeben. Auch wenn die Streuungen der Werte gross sind, kann aufgrund der Auswertungen angenommen werden, dass ein eher kleineres Netz ohne Zweitenergieträger oder ggf. mit fossilem Zweitenergieträger als typisch erachtet werden kann.

Tabelle 1: Zusammenfassung von Mittel und Medianwerten Netze mit Biomasse als Hauptenergieträger.

No=719	Leistung	Energie	Anz. Anschlüsse	Netzlänge	Erstellungsjahr
	MW	GWh		km	
Mittelwert	2.1	3.9	43	2.4	2009
Median	0.9	1.5	21	1.3	2011
Standardabweichung	4.4	8.4	108	6.6	8

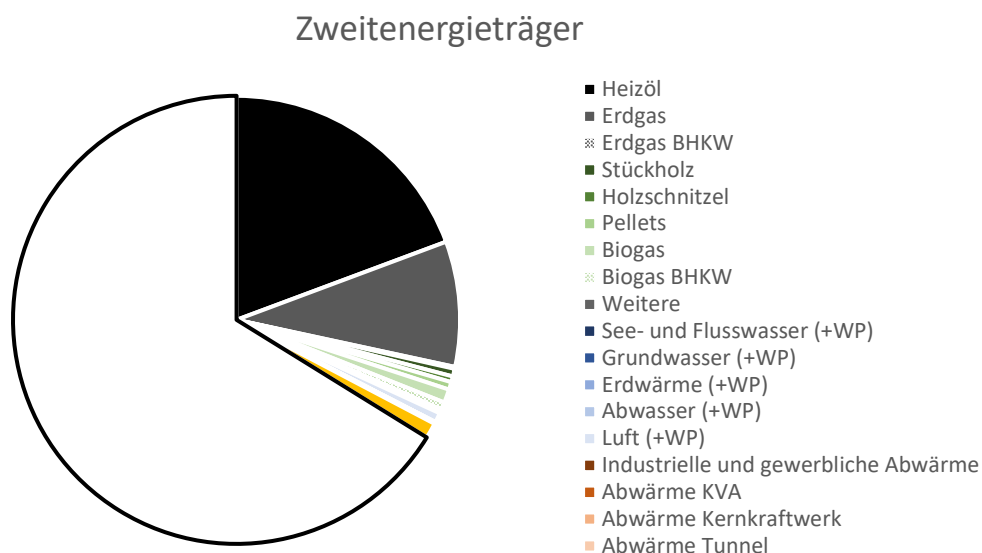


Abbildung 4: Häufigkeit von Zweitenergieträgern bei Biomasse basierten Wärmenetzen.

2.3.2 Umweltwärme

Die zweite Kategorie umfasst 124 Netze mit Umwelt- oder Umgebungswärme als Quelle, welche eine Wärmepumpe benötigen, um Energie auf dem Nutztemperaturniveau zu erzeugen. Diese Kategorie umfasst See- und Flusswasser, Grundwasser, Erdwärme, Abwasser und Aussenluft, wobei keine der angegebenen Quellen besonders häufig vorkommt. Die Mittel- und Medianwerte der wichtigsten Kennzahlen dieser Netze werden in Tabelle 2 zusammengefasst. Die Häufigkeiten unterschiedlicher Zweitenergieträger werden in Abbildung 5 gegeben. Auch wenn die Streuungen der Werte gross sind, kann aufgrund der Auswertungen angenommen werden, dass ein Netz mit mittlerer Grösse und ohne Zweitenergieträger oder ggf. mit fossilem Zweitenergieträger als typisch erachtet werden kann.

Tabelle 2: Zusammenfassung von Mittel- und Medianwerten Netze mit Umweltwärme als Hauptenergieträger.

No=124	Leistung	Energie	Anz. Anschlüsse	Netzlänge	Erstellungsjahr
	MW	GWh		km	
Mittelwert	3.7	7.2	32	2.6	2009
Median	1.5	2.9	15	1.2	2011
Standardabweichung	5.8	11.5	46	4.6	8



Anzahl Netze mit Umgebungswärme aufgeteilt nach
Zweitenergieträger

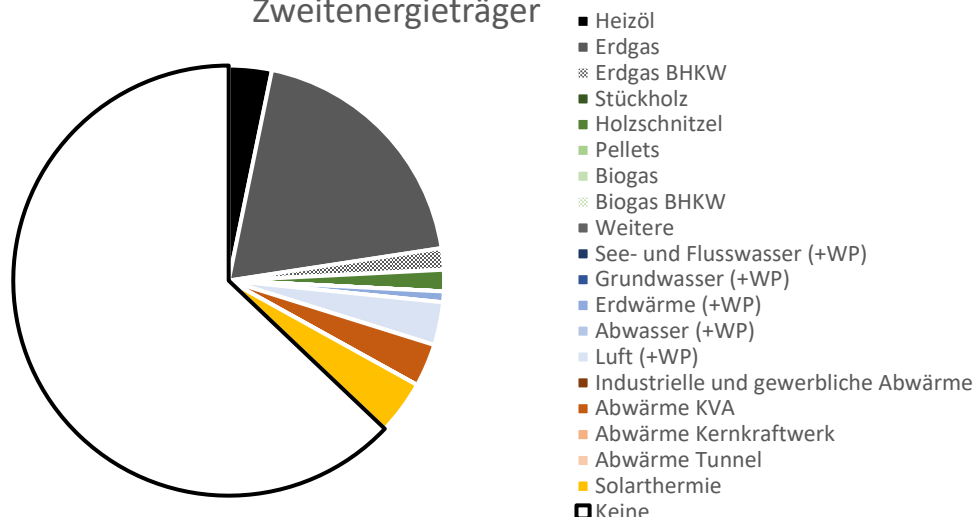


Abbildung 5: Häufigkeit von Zweitenergieträgern bei Wärmenetzen mit Umweltwärme als Hauptenergiequelle.

2.3.3 KVA Abwärme

Die dritte Kategorie umfasst 54 Netze mit Abwärme als Hauptenergiequelle. Diese Kategorie wird dominiert durch Abwärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA), welche durch industrielle Abwärme und Abwärme von AKW ergänzt wird. Abwärme aus Tunnels wird ebenfalls aufgeführt spielt aber eine vernachlässigbare Rolle. Die Mittel- und Medianwerte der wichtigsten Kennzahlen dieser Netze werden in Tabelle 3 zusammengefasst. Die Häufigkeiten unterschiedlicher Zweitenergieträger werden in Abbildung 6 gegeben. Auch wenn die Streuungen der Werte gross sind, kann aufgrund der Auswertungen angenommen werden, dass ein Netz mit mittlerer Grösse und ohne Zweitenergieträger oder ggf. mit fossilem Zweitenergieträger als typisch erachtet werden kann.

Tabelle 3: Zusammenfassung von Mittel- und Medianwerten Netze mit Umweltwärme als Hauptenergieträger.

No=54	Leistung	Energie	Anz. Anschlüsse	Netzlänge	Erstellungsjahr
	MW	GWh		km	
Mittelwert	23.3	47.6	573	19.8	2004
Median	6.3	12.0	98	6.0	2010
Standardabweichung	63.2	129.1	1613	41.2	16



Anzahl Netze mit Abwärme aufgeteilt nach Zweitenergieträger

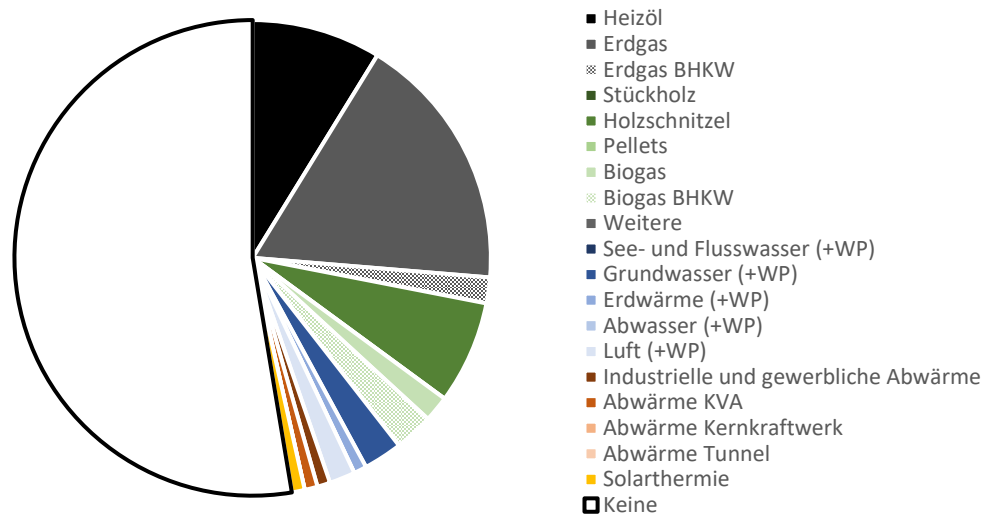


Abbildung 6: Häufigkeit von Zweitenergieträgern bei Wärmenetzen mit Umweltwärme als Hauptenergiequelle.

2.3.4 Kennwerte

Für das weitere Vorgehen wurden Kennwerte für diese drei Netztypen definiert. Diese Kennwerte sollen typische Grössen darstellen, so dass anhand der Resultate dieser drei generischen Netze auf eine möglichst grosse Anzahl thermischer Netze in der Schweiz übertragen werden kann. Die gewählten Kennwerte dienen als Basis für weitergehende Simulationen, sie sollen aber bei Parametervariationen auch variiert werden.

Für die Definition der Kennwerte wurden Mittel- oder Medianwerte der «Liste thermischer Netze» herbeigezogen, vorgeschlagene Werte wurden aber auch mit der Begleitgruppe diskutiert und dabei als sinnvoll erachtet. Um eine möglichst grosse Spannweite von Netzgrössen durch die generischen Netze abzubilden, wurde beim kleinen Biomasse basierten Netz die generell kleineren Medianwerte herbeigezogen. Bei der Leistung von lediglich 0.9 MW (Mittelwert 2.1 MW). Beim grössten KVA basierten Netz wurde hingegen der Mittelwert verwendet, welcher bei 23.3 MW liegt (Median 6.3 MW). In



Tabelle 4 werden die definierten Kennwerte gegeben. Die drei Parameter Leistung, Verbrauch und Netzlänge beziehen sich dabei auf Mittel oder Medianwerte der Liste thermischer Netze. Weitere Parameter wie die Vor- und Rücklauftemperaturen wurden aufgrund der Netztypen vorgeschlagen, mit der Begleitgruppe diskutiert und im Konsens festgelegt.



Tabelle 4: Zusammenfassung der Kennwerte für die drei generischen Netze.

	Biomasse	Umgebungswärme	Abwärme (KVA)
Leistung [MW]	0.9	3.7	23.3
Verbrauch [GWh]	1.5	7.2	47.6
Netzlänge [km]	1.3	2.6	19.8
Vorlauftemperatur [°C]	80	70	95
Rücklauftemperatur [°C]	50	40	55
Kunden	Wohnen	Wohnen MFH	Wohnen & Gewerbe
Netztopologie	Ein Strang	Mehrere Stränge	Maschen
Umgebung	ländlich	suburban	urban

2.4 Simulation

Die Modellierung der drei generischen Netze wurde mit Hilfe des open-source TRNSYS framework "pytrnsys" [9] durchgeführt. Dieses beinhaltet auch ein graphisches Interface (GUI), welches das Erstellen von hydraulischen Systemen für die Simulationsumgebung TRNSYS erleichtert. Dieses Interface wurde so erweitert, dass damit auch thermische Netze einfach implementiert werden können. Dazu wurden neue Komponenten zum automatischen Einsetzen und Verbinden von Fernwärmeleitungen erstellt. Diese Leitungen werden als «ground buried double pipes» modelliert, welche sowohl ein thermischer Austausch zwischen Vor- und Rücklauf, als auch mit dem umgebenden Erdreich aufweisen. In Abbildung 7 ist ein Screenshot des GUIs abgebildet, worin Netzhydrauliken per «drag and drop» generiert werden können.

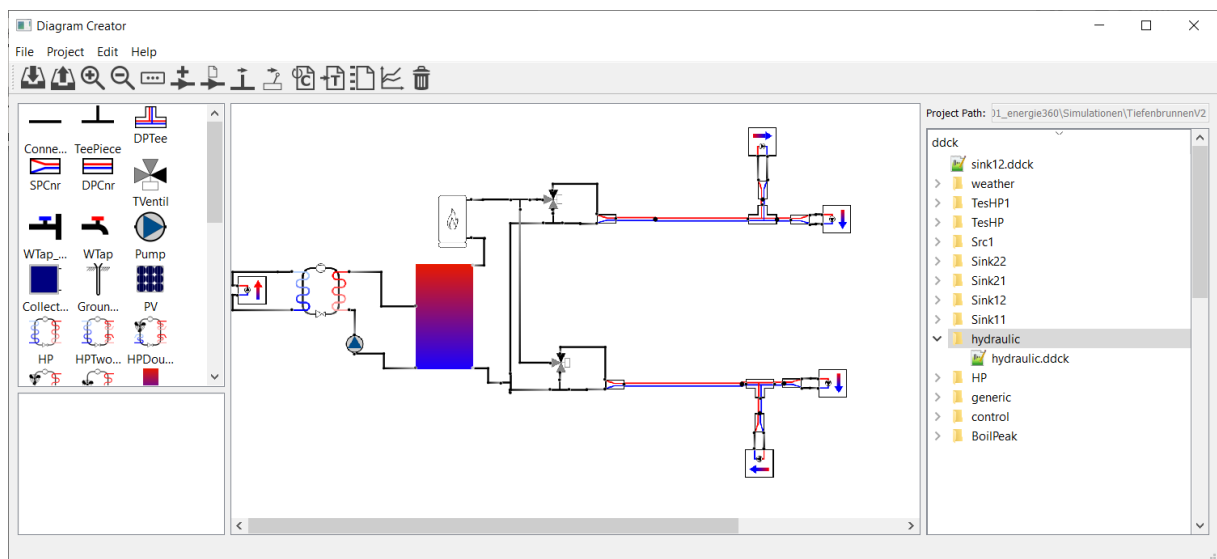


Abbildung 7: Screenshot des pytnsys GUIs zum Aufsetzen von Netzwerkhydrauliken.

2.4.1 Basishydraulik

In den folgenden Abbildungen werden die stark vereinfachten Hydrauliken für die Simulation der drei generischen Netze dargestellt. Dabei wurde die in der Realität benötigte Hydraulik so stark wie möglich vereinfacht, um auf die Einbindung und Dimensionierung der Speicher zu fokussieren. So wird beispielsweise in der einfachsten Hydraulik (Biomassekessel mit Spitzendeckung, Abbildung 8) lediglich ein Netz mit zwei Verbräuchen abgebildet. Durch eine unterschiedliche Gewichtung dieser beiden Verbräucher können jedoch auch Einbindungen dezentraler Speicher an unterschiedlichen Standorten im Netz simuliert werden. Die Komplexität der Hydrauliken nimmt mit der Grösse der generischen Netze zu. So werden beispielsweise im nächst grösseren Netz (Umgebungswärme mit Wärmepumpe, Abbildung 9) bereits zwei Stränge modelliert. Im grössten generischen Netz (Abbildung 10) wird dann von einem maschig verbundenen Netz mit einer zusätzlichen dezentralen Einspeisung ausgegangen.

Diese vereinfachten generischen Hydrauliken dienen als Basis für Simulationen und Parametervariationen, wobei deren Komplexität mit unterschiedlichen Einbindungssituationen ergänzt werden kann.

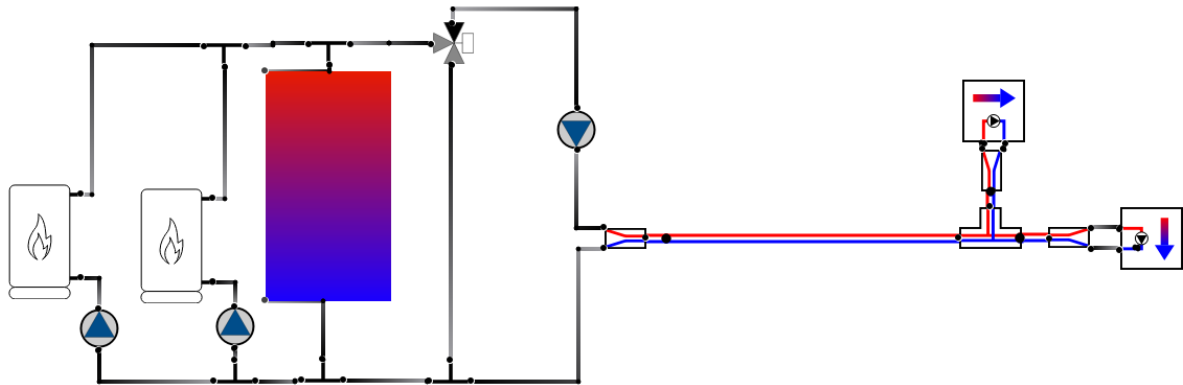


Abbildung 8: Vereinfachte generische Hydraulik für ein Netz mit Biomassekessel und Spitzendeckung.

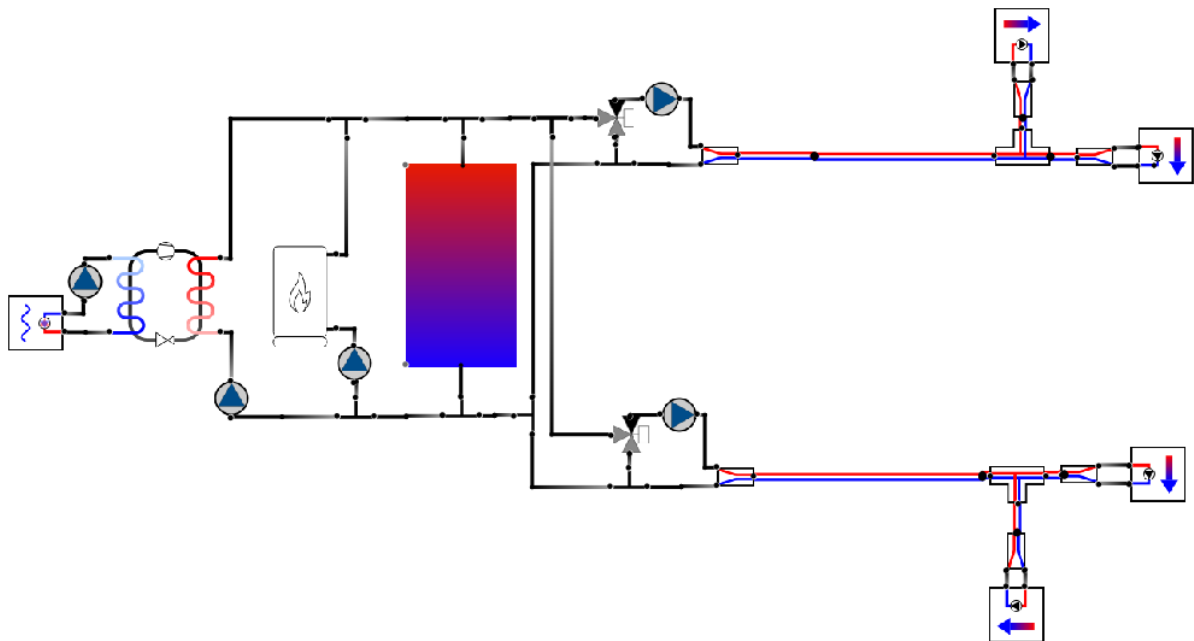


Abbildung 9: Vereinfachte generische Hydraulik für ein Netz mit Wärmepumpe, Spitzendeckung und mehreren Strängen.

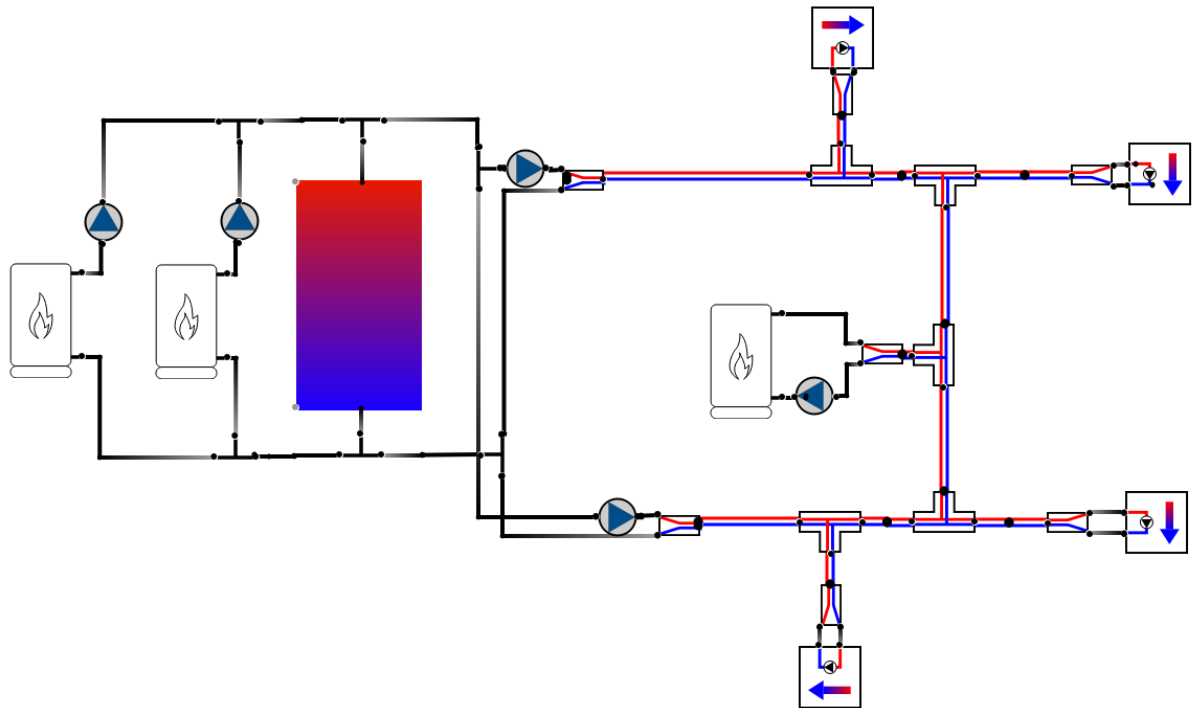


Abbildung 10: Vereinfachte generische Hydraulik für ein Netz mit Abwärme aus KVA, Spitzendeckung, Netz mit maschenartiger Verbindung und dezentraler Einspeisung.

2.5 Bedarfsmodellierung

Wie schon aus den oben dargestellten vereinfachten Hydrauliken ersichtlich ist, werden in den Simulationen nicht alle Gebäude einzeln, sondern aggregierte Lasten eingebunden. Dabei ist eine einfache Modellierung wichtig, welche aber relevante Einflussgrößen wie das Wetter oder typische Tagesschwankungen beinhaltet. Der Wärmebedarf in Wärmenetzen kann grob in vier Kategorien unterteilt werden: 1. Heizwärmebedarf, 2. Warmwasserbedarf, 3. Prozesswärmebedarf, 4. Verluste. Für die vereinfachte Modellierung von Netzen können Lasten von Gebäuden zusammengefasst und aggregiert werden. Dabei ist es aber entscheidend, dass z.B. bei der Warmwassererzeugung maximale Lasten einzelner Gebäude nicht einfach zusammengezählt werden. Bei vielen Nutzern kann davon ausgegangen werden, dass eine 100%ige Gleichzeitigkeit der Bezüge ausgeschlossen werden kann. Auf der anderen Seite ist jedoch der Heizwärmebedarf stark an die Aussentemperatur gebunden. Dadurch korrelieren die Gesamtlasten einzelner Gebäude stark. Für die Simulation muss auch darauf geachtet werden, dass die verwendeten Lasten aus denselben Wetterdaten beruhen wie die Erträge von wetterabhängigen Energiequellen. Dies sind z.B. Solarenergie, Aussenluft, Oberflächenwasser und ARA-Abwärme. Eine vereinfachte Modellierung, welche aber dennoch konsistent ist in Bezug auf Abhängigkeiten von Wetterdaten, ist daher anzustreben. Für Heizwärmebedarf und Warmwasser werden in den folgenden Abschnitten vereinfachte Modellierungsansätze vorgestellt. Dabei werden Verluste durch die Simulation und Implementierung der Leitungsnetze mit simuliert. Lasten aus industriellen Prozessen sind sehr



individuell und stehen nicht im Fokus der hier definierten generischen Netze. Vereinfachte Lastprofile von industriellen Prozessen werden in Projekt BillySolar [10] vorgeschlagen.

2.5.1 Heizwärmebedarf

In einigen Vorgängerprojekten [11]–[13] wurde eine lineare, aussentemperaturabhängige Modellierung des Heizwärmebedarfs gewählt. Wobei die Differenz zwischen der Aussentemperatur T_{amb} und einer Basistemperatur T_b (welche tiefer als die Raumtemperatur ist) als Grundlage für diese lineare Abhängigkeit gewählt wurde.

$$Q_{SH} = c_{SH} * MAX(0, (T_b - T_{amb}))$$

Dies entspricht dem Ansatz der «Akkumulierten Temperaturdifferenzen» (ATD), welcher für die Erneuerung der SIA 380 [14] zur Korrektur von Heizenergiedaten übernommen wurde. Untersuchungen [15] haben gezeigt, dass dieser Ansatz den Heizenergiebedarf von Gebäuden deutlich besser wiedergeben kann, als der früher verbreitete Ansatz der Heizgradtage. Ein Vergleich mit Messdaten konnte jedoch aufzeigen, dass die in der SIA 380 vorgeschlagenen Basistemperaturen von 8 °C, 10 °C und 12 °C für reale Gebäude eher tief angesetzt sind, und dass eine Modellierung mit Basistemperaturen zwischen ca. 16 °C und 20 °C eine deutlich bessere Übereinstimmung von gemessenem und modelliertem Bedarf ergibt.

Für die Beurteilung von thermischen Speichern in Wärmenetzen ist eine realistische Abbildung von Bedarfsschwankungen von essenzieller Bedeutung. Ein Heizwärmebedarfsmodell, welches die Aussentemperatur adäquat berücksichtigt, kann Bedarfsschwankungen über mehrere Tage, Wochen oder Monate wiedergeben. Tageszeitliche Schwankungen, welche hauptsächlich auf der Regelung der Heiztemperatur beruhen, können hingegen nicht korrekt dargestellt werden. Ebenfalls nicht berücksichtigt werden variable passive Gewinne, durch Personen und Geräte sowie passivsolare Gewinne durch Fenster.

Experteninterviews und Rückmeldungen aus der Begleitgruppe haben ergeben, dass vor allem die Nachtabsenkung und die nachfolgenden Morgenspitze zur Anhebung der Gebäudetemperatur für den Lastgang von thermischen Netzen eine grosse Bedeutung haben. Der tägliche Lastgang wurden anhand von Daten (2011-2021) zum Gasverbrauch der Stadt Zürich auf der niedrigsten Druckstufe analysiert. Diese werden dominiert von Wohn- und Gewerbeimmobilien mit Warmwasser und Heizwärmebedarf. Grössere industrielle Prozesse werden über höhere Druckstufen versorgt und sind daher in den analysierten Daten nicht eingebunden. Dies zeigt sich in den Daten daran, dass der sommerliche Leistungsbedarf um ca. den Faktor 20 unter den winterlichen Bedarfsspitzen liegt (siehe auch Abbildung 12). In Abbildung 11 wird der Gasverbrauch der Stadt Zürich für den Januar 2020 aufgetragen, wobei die tägliche Reduktion durch die Nachtabsenkung und die morgendliche Spitze zur Erhöhung der Raumtemperatur deutlich sichtbar ist. [10]

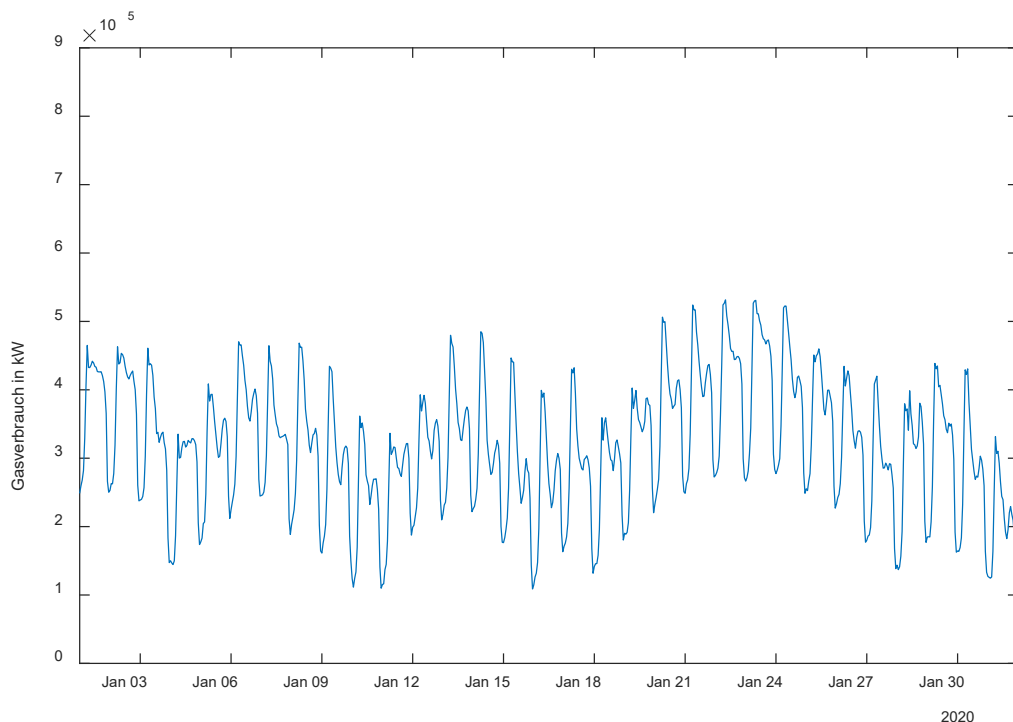


Abbildung 11: Schwankung des Gasverbrauchs der Stadt Zürich im Jan. 2020.

Um solche realen Schwankungen abzubilden, wurde von der TU Dresden ein frei zugängliches tool, «FreePlan» [16] erstellt und publiziert. Darin wird ein Ansatz mit quadratischer Fitfunktion propagiert, wobei für jede Stunde (h) im Tag andere Koeffizienten gewählt werden können.

$$Q_{SH+DHW} = c_{1,h} + c_{2,h} * (T_b - T_{amb}) + c_{3,h} * (T_b - T_{amb})^2 + c_{4,h} * WT$$

Wobei die quadratische Funktion für Werktage (WT) mit einer zusätzlichen Konstanten ergänzt wird. Oben dargestellte Formel gilt für Stunden in der Heizsaison. Für Zeiten ausserhalb der Heizsaison wird ein zweiter, unterschiedlicher Satz an Koeffizienten verwendet. Anhand der in Matlab verfügbaren Routine «lsqcurvefit», eine nicht lineare Fitfunktion der kleinsten Fehlerquadrate, wurden die hierzu benötigten Koeffizienten ermittelt. Diese Fitfunktion ist nur zum Teil physikalisch motiviert und es wird nicht unterschieden zwischen Warmwasser und Heizung. Es wurde aber festgestellt, dass der Fit durch den quadratischen Term und durch den Zusatz für Wochentage gegenüber einem linearen Ansatz nicht wesentlich verbessert werden konnte (siehe auch Abbildung 12 für das Jahr 2020). Mit dem einfachen linearen Fit wurde ein Bestimmtheitsmass von $R^2=82.6\%$ bezogen auf stündlichen Verbrauchswerte erreicht. Wenn die aufwändigere Methode des tools «FreePlan» verwendet wurde, hat sich das Bestimmtheitsmass auf $R^2= 84.3\%$ erhöht.

Der lineare Ansatz lässt sich aber in ein ergänztes ATD Modell überführen, welches durch physikalische Grössen repräsentiert wird:

$$Q_{SH} = c_{SH} * f_{SH,h} * MAX(0, (T_b - T_{amb}))$$



Dabei stellt der Faktor $f_{SH,h}$ ein tagesstundenabhängiger Gewichtungsfaktor dar, mit welchem der Verlustkoeffizient c_{SH} multipliziert werden muss.

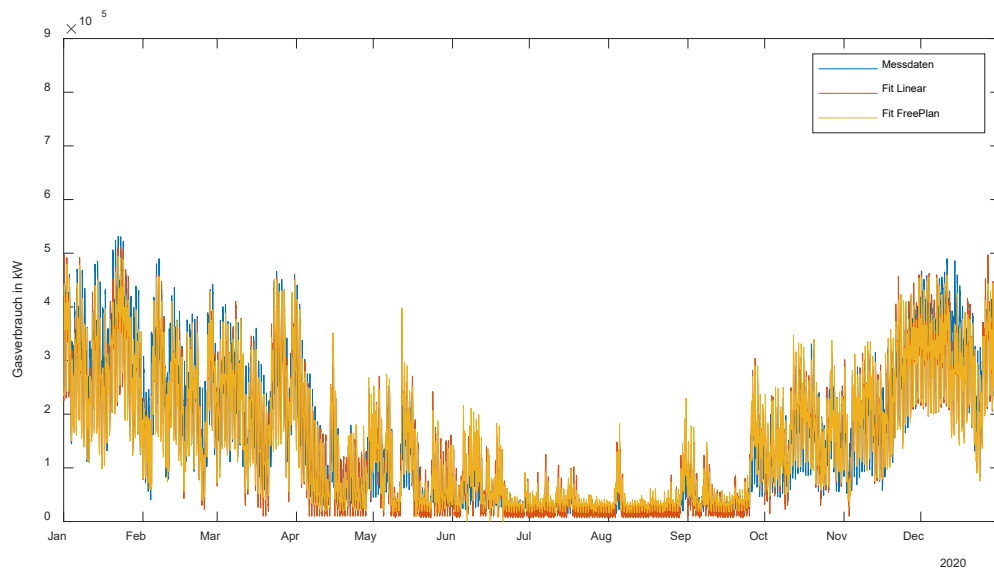


Abbildung 12: Vergleich von Verbrauchsdaten (Gasverbrauch im Niederdrucknetz der Stadt Zürich) im Vergleich zu zwei unterschiedlichen Modellierungsmethoden.

Aus dem linearen Fit der Gasdaten der Stadt Zürich wurden Gewichtungsfaktoren abgeleitet, welche in Abbildung 13 dargestellt werden. Dabei wird der Bedarf in den Nachtstunden auf ca. 60% reduziert und in den Morgenstunden auf ca. 130% gegenüber dem Tagesdurchschnitt erhöht. Dieser Ansatz ermöglichte es, aus Wetterdaten einfach Lasten zu generieren. Mit der Basistemperatur und dem Verlustkoeffizienten lassen sich die Profile auch an unterschiedliche Gebäudestandards anpassen. Die Basistemperatur entspricht dabei der benötigten Heizgrenze, welche bei modernen Gebäuden deutlich tiefer liegt als bei Bestandesgebäuden mit hohem Energieverbrauch.

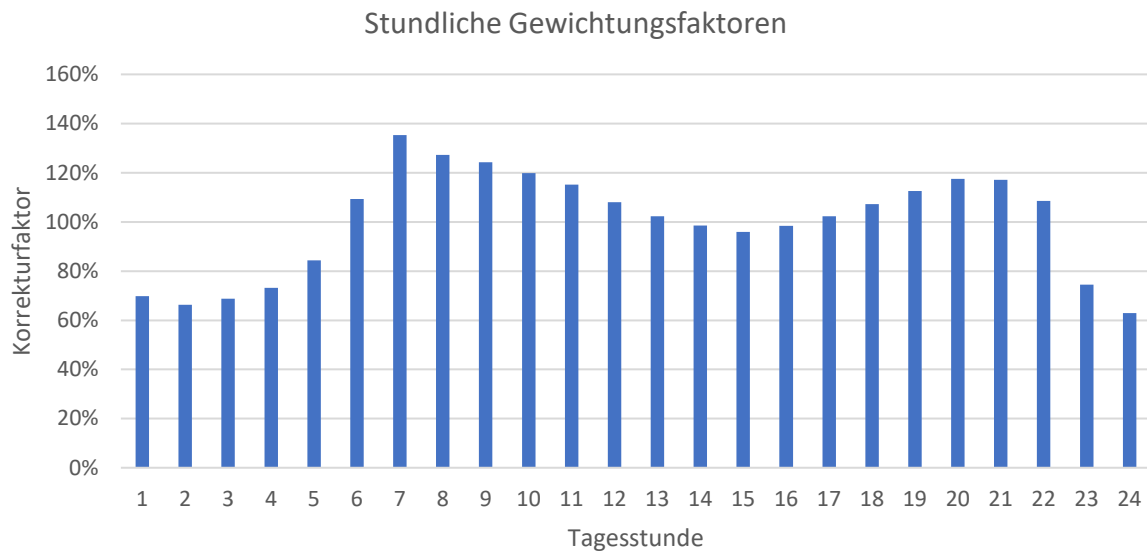


Abbildung 13: lineare Gewichtungsfaktoren für die tageszeitliche Variation des Heizwärmebedarfs.

2.5.2 Warmwasserbedarf

Die konstanten Koeffizienten $c_{1,h}$ repräsentieren bei einem linearen Fit hauptsächlich den Bedarf für Warmwasser, welcher sich in einer ersten Näherung nicht wesentlich mit der Aussentemperatur verändert. Die tageszeitliche Variation des aussentemperaturunabhängigen Anteils des Gasverbrauches wird in Abbildung 14 mit der Verteilung des Warmwasserverbrauches nach VDI 6002 [17] verglichen. Dabei können ähnliche Tendenzen mit Morgen- und Abendspitzen beobachtet werden. Die Gasdaten widerspiegeln dabei die Warmwassererzeugung und somit in vielen Fällen nicht direkt den Warmwasserverbrauch, sondern meist die Beladung eines Warmwasserspeichers.

Weil der Gasverbrauch auch Anteile von Kochgas und ev. auch weitere Anwendungen beinhaltet, wird die ermittelte aussentemperaturunabhängige Verteilung dennoch als nicht repräsentativ für den Warmwasserbedarf angesehen. Zusätzlich ist der Fit dieser Grösse aus Daten, welche den um den Faktor 20 höheren Heizwärmebedarf beinhalten, mit Unsicherheiten behaftet. Es wird daher vorgeschlagen, für die weiterführende Modellierung des Warmwasserbedarfs für vereinfachte Bedarfsabschätzungen die normierte Verteilung der VI 6002 zu verwenden. Bei der Verwendung einer Tageszeitlichen Verteilung wird einer erhöhten Gleichzeitigkeit während der Morgenstunden Rechnung getragen. Es wird aber keine vollständige Gleichzeitigkeit der maximalen Leistungen verlangt. Es ist aber zu beachten, dass auch bei einem Anschluss an ein Wärmenetz oft Warmwasserspeicher eingesetzt werden. In solchen Fällen kann die Verteilung des Energiebezuges für Warmwasser aus dem Netz stark durch eine bewusste Beladestrategie dieser Warmwasserspeicher beeinflusst werden.

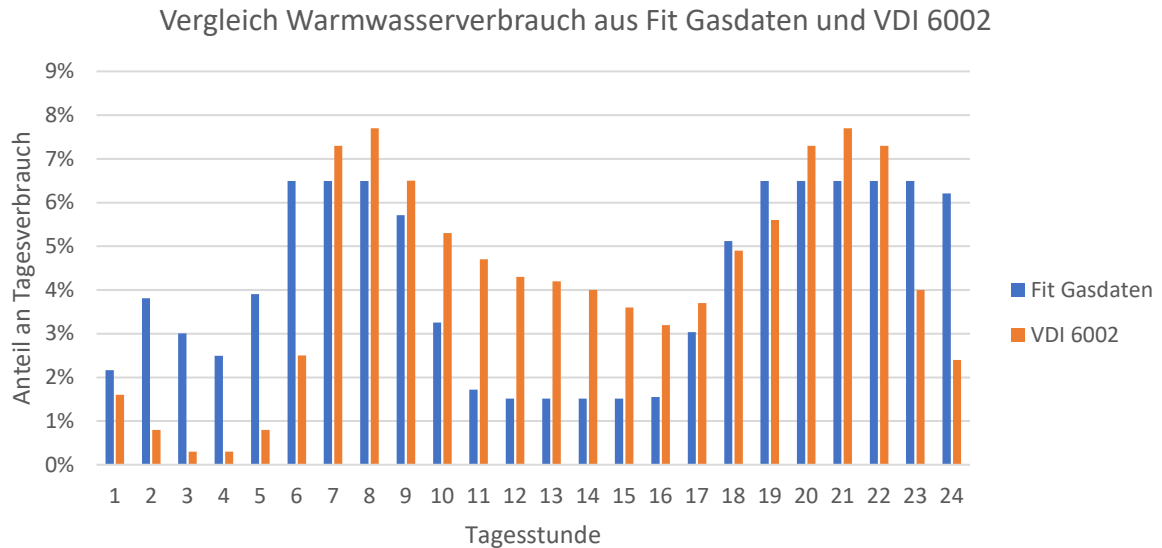


Abbildung 14: Vergleich der Verteilung des Warmwasserbedarfs nach VDI 6002 mit dem aussentemperaturunabhängigen Anteil des Gasverbrauches der Stadt Zürich.

2.5.3 Variabilität

Für die Dimensionierung von Speichern in Wärmenetzen ist der Spitzenbedarf während der kältesten Periode im Jahr entscheidend. Dabei können grosse Unterschiede zwischen warmen und kalten Jahren auftreten. Um diese Variabilität aufzuzeigen, wurden Bedarfsprofile auch für eine Periode von realen Wetterdaten von 2011 bis 2020 für den Standort «Zürich SMA» [18] verwendet (Abbildung 15). Dabei wird der Bedarf des kleinsten Netzes «Biomasse» als Beispiel dargestellt. Für die grösseren generischen Netze skaliert sich der Bedarf entsprechend.

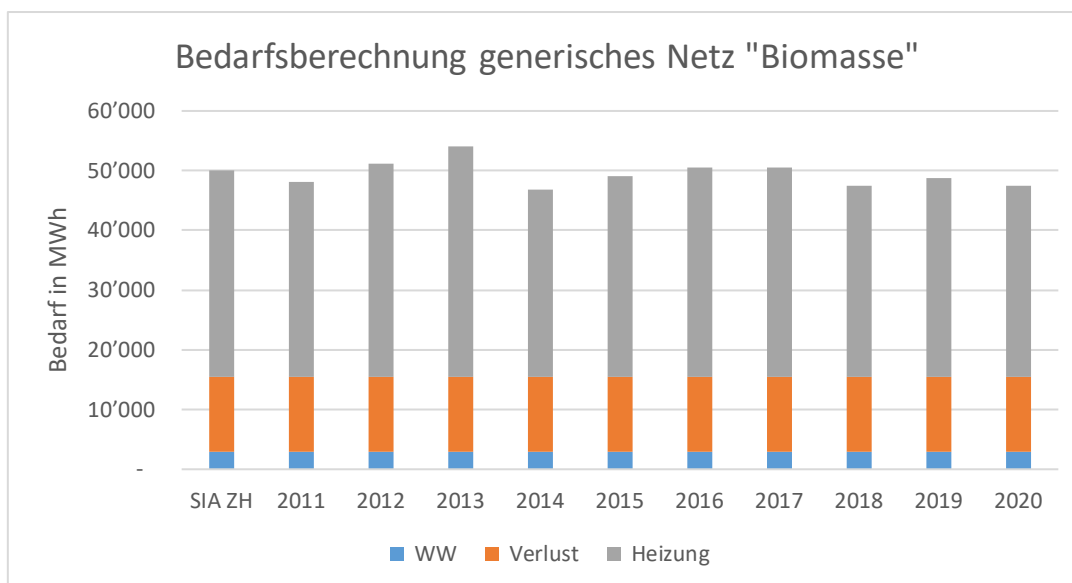


Abbildung 15: Variabilität des modellierten Verbrauches für die Jahre 2011-2020 verglichen mit typischen Wetterdanten der SIA.

2.6 Kosten

Einsparung von teurer Spitzenenergie: In den meisten Fällen kann ein Teil der fossilen Spitze durch Bandlast von erneuerbaren Erzeugern ersetzt werden. Für die Wirtschaftlichkeit einer Speicherlösung sind nicht die absoluten Kosten von Spitzen- und Bandenergie entscheidend, sondern die Differenz zwischen Bandenergie (zur Speicherbeladung) und der Spitzenenergie (Substitution durch Speicherentladung). Diese Differenz wird im Folgenden als «Mehrkosten für (fossile) Spitzendeckung» bezeichnet und als Parameter für die Analysen verwendet. In den meisten analysierten Fällen kann nicht auf die Spitzenkessel verzichtet werden, weil sie für die verbleibende Spitze und ggf. auch als Redundanz gebraucht werden. Einsparungen ergeben sich in diesen Fällen lediglich aus den Preisdifferenzen der Energieträger. Vor den Verwerfungen des Ukrainekrieges konnte für Holzschnitzel ein Preis von knapp unter 50 CHF/MWh und für fossile Energieträger von knapp unter 100 CHF/MWh angenommen [13] werden. Als konservativer minimaler Mehrpreis für Spitzenenergie kann daher ein Wert von ca. 50 CHF/MWh angenommen werden. Mit dem Ukrainekrieg sind die Preise für fossile Energieträger stark gestiegen. So liegen die Konsumentenpreise Ende 2023 laut Bundesamt für Statistik für die grössten angegebenen Verbraucher bei 158 CHF/MWh für Gas und bei 123 CHF/MWh für Heizöl [19]. Mehrkosten für die Spitzendeckung von 100 CHF/MWh sind also unter den aktuellen Voraussetzungen eher realistisch. Wenn von einem vollständigen Ersatz der Spitzendeckung ausgegangen wird, so können nicht nur die Energie, sondern die vollständigen Gestehungskosten der Spitzendeckung angerechnet werden. Dabei wird je nach Situation Energie saisonal gespeichert und es kann zur Speicherbeladung ggf. sehr günstige «Sommerenergie» eingesetzt werden. Diese weist z.B. bei der «KVA», wenn überschüssige Abwärme vorhanden ist, sehr geringe Kosten auf. Wenn also mit Sommerabwärme eine winterliche Spitzenabdeckung vollständig ersetzt wird, kann von noch grösseren Mehrkosten der Spitzenenergie ausgegangen werden. Aus diesem Grund wurden Variationen von 50-200 CHF/MWh durchgeführt.



CO₂ Abgaben: Beim Ersatz fossiler Spitzendeckung wird CO₂ eingespart. Dieses kann aufgrund der nationalen CO₂ Abgabe mit 120 CHF/t¹ gegengerechnet werden. Aufgrund der untergeordneten Relevanz und der klaren Vorgaben wurde hier auf eine Variation verzichtet. Es ist aber möglich, dass die CO₂ Abgaben weiter steigen werden.

Kapitalkosten: Investitionskosten wurden aufgrund typischer spezifischer Werte abgeschätzt. Dabei wurden reale Kosten internationaler Projekte, welche von Solites gesammelt wurden, auf die Schweiz umgerechnet und ein typischer Kostenverlauf abgeschätzt. Diese typischen spezifischen Kosten und die daraus ermittelten Totalkosten für unterschiedliche Speichergrößen sind in Abbildung 16 gegeben. Anhand von Zinssatz und Lebensdauer lassen sich anhand der Annuitätenmethode Kapitalkosten berechnen. Auch dabei wurden unterschiedliche Annahmen betrachtet, welche von 2.5% Zins und 30 Jahre Lebensdauer bis 5% Zins und 20 Jahren Lebensdauer reichen.

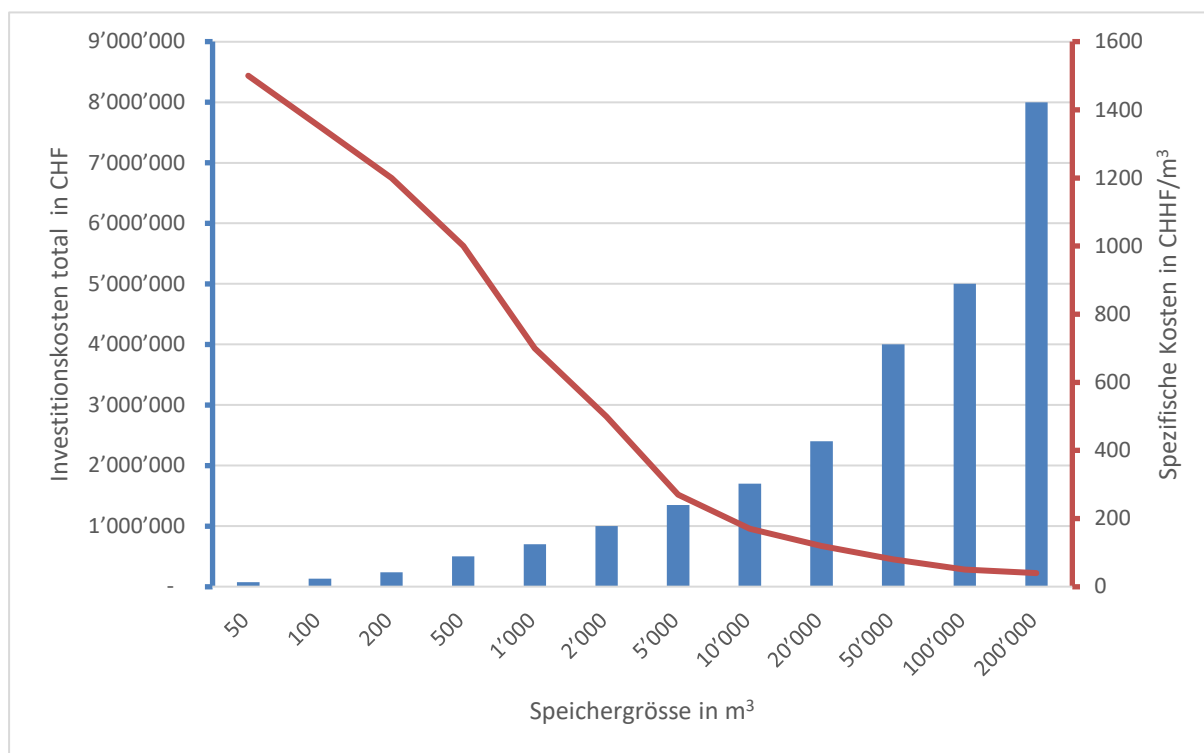


Abbildung 16: Absolute und spezifische Speicherkosten für unterschiedliche Speichergrößen.

Unterhaltskosten: Unterhaltskosten von Speichern sind schwierig abzuschätzen und wohl auch von der eingesetzten Speichertechnologie abhängig. Für die hier durchgeführten Berechnungen wurde von 1% der Investitionskosten ausgegangen [20].

¹ CO₂-Emissionen aus Brennstoffen 2020 wenig gesunken: Abgabe steigt per 2022 automatisch (admin.ch)



3 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

3.1 Integration von Speichern

In Abbildung 17 - Abbildung 19 wird der Einfluss der Speichergösse auf den Anteil der fossilen Spitzendeckung für die drei generischen Netze gegeben. Weil dabei relativ kleine Stundenspeicher, aber auch grosse Saisonspeicher betrachtet werden, wurde eine Periode von 2010 bis 2020 durchgehend modelliert und dann die Jahre ab 2011 ausgewertet. Der Anteil fossiler Spitzen unterscheidet sich dabei stark zwischen den analysierten Jahren. So sind im kalten Jahr 2012 ca. um den Faktor zehn Mal grössere Speicher als in milden Jahren nötig um vollständig auf eine fossile Spitzendeckung zu verzichten.

Aufgrund unterschiedlicher Auslegung der Grundlasterzeuger, aber auch aufgrund der unterschiedlichen Anteile von Warmwasser, Heizungswärme, Verlusten, und im Fall des generischen Netzes «KVA» auch Prozesswärme, unterscheidet sich der Anteil der fossilen Spitzendeckung auch zwischen den Netzen.

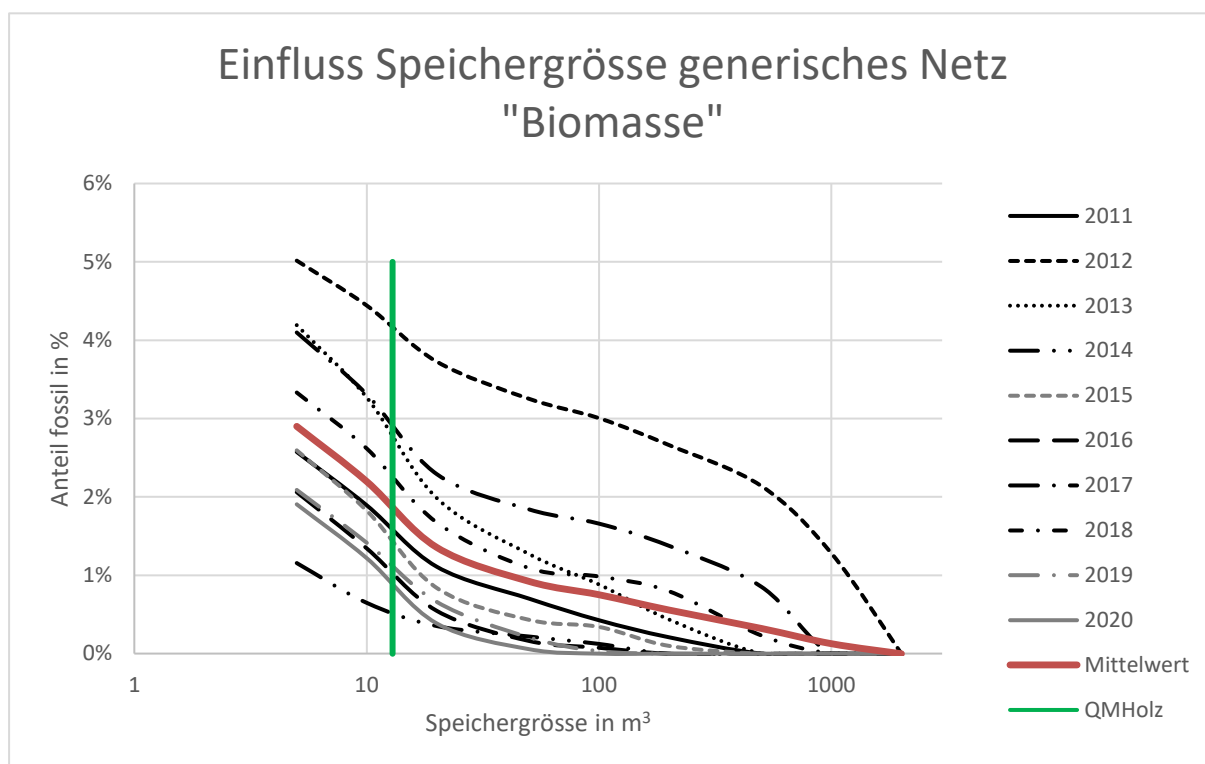


Abbildung 17: Einfluss der Speichergösse auf die fossile Spitzendeckung beim kleinsten generischen Netz «Biomasse», x-Achse logarithmisch.

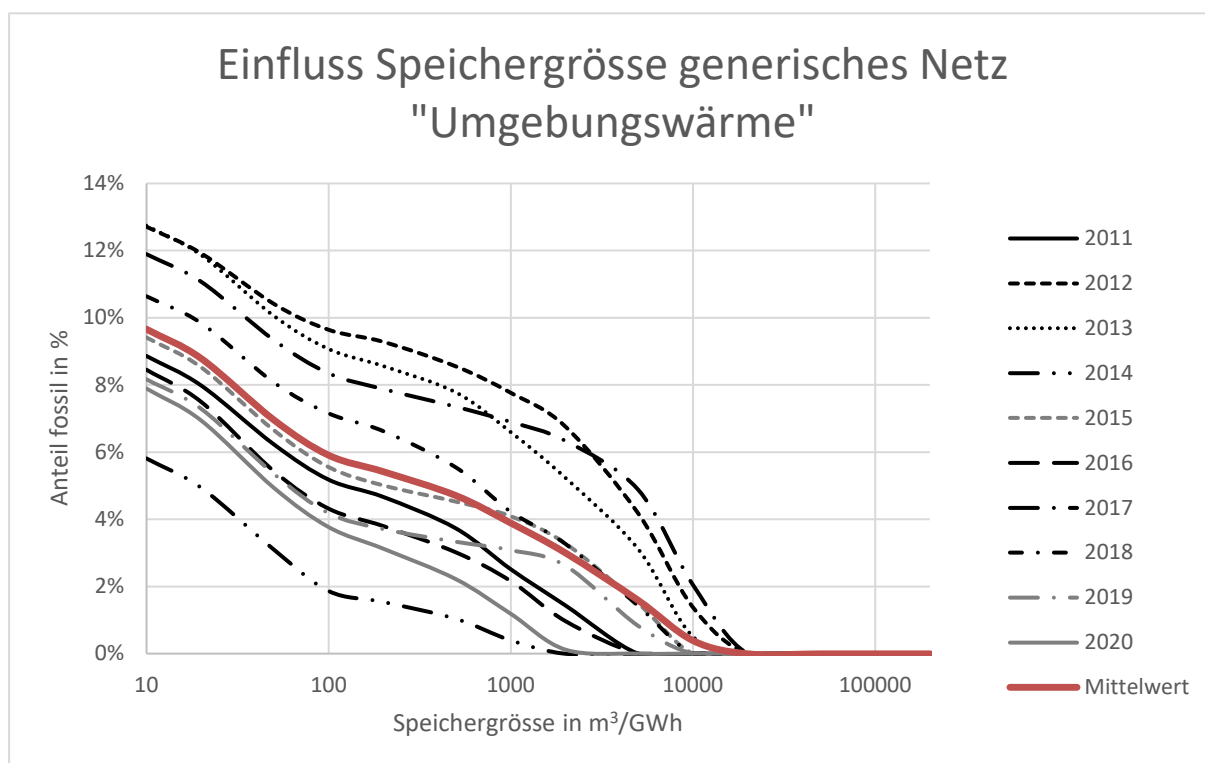


Abbildung 18: Einfluss der Speichergrösse auf die fossile Spitzendeckung beim mittleren generischen Netz «Umgebungswärme», x-Achse logarithmisch.

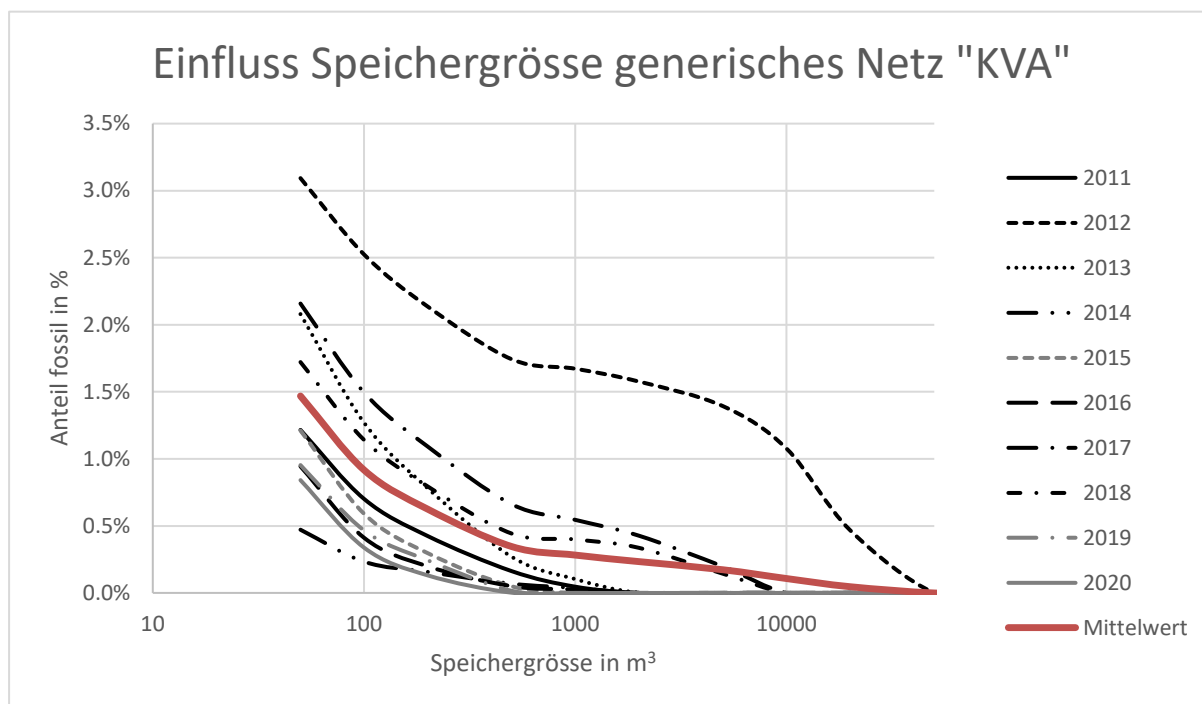


Abbildung 19: Einfluss der Speichergrösse auf die fossile Spitzendeckung beim mittleren generischen Netz «KVA», x-Achse logarithmisch.

Das generische Netz «KVA» weist eine Grunddeckung durch KVA-Abwärme (6 MW) und eine erste Spitzendeckung mit einem Biomassekessel (ebenfalls 6 MW) auf. Lediglich die grössten Spitzen werden mit einem zweiten fossilen Spitzenkessel gedeckt. Die in Abbildung 19 angegebenen Werte beziehen sich nur auf diese zweite fossile Spitzendeckung, wobei der Speicher nicht nur durch die KVA-Abwärme, sondern auch durch den Biomassekessel beladen wurde. Dadurch vermindert ein grösserer Speicher zwar den Bedarf an fossiler Spitzenenergie, diese wird aber hauptsächlich durch Biomasse ersetzt. Bei der Kombination von zwei Spitzenkesseln sind aber auch andere Speicherbewirtschaftungsstrategien denkbar. In Abbildung 20 werden drei Strategien miteinander verglichen, wobei die Dimensionierung der einzelnen Quellen nicht verändert wurde. Aufgezeigt wird lediglich der Mittelwert der fossilen Spitze und der benötigten Energie aus Biomasse über die Jahre 2011-2020.

Links: Beladung des Speichers mit Biomasse und KVA, Entladung nur zum Ersatz der fossilen Spitze (Analog zu Abbildung 21).

Mitte: Beladung nur mit KVA, Entladung nur zum Ersatz der fossilen Spitze. Eine Vergrösserung des Speichervolumens führt dabei nicht zu einem erhöhten Bedarf an Biomasse. Es werden aber deutlich grössere Speicher benötigt, um eine relevante Reduktion des fossilen Spitzenanteils zu erreichen.

Rechts: Beladung nur mit KVA, Entladung zum Ersatz von Biomasse und fossiler Spitze. Dadurch führt eine Vergrösserung des Speichervolumens vor allem zu einer Reduktion der benötigten Biomasse. Wenn der Speicher ebenfalls zum Ersatz von Biomasse eingesetzt



(entladen) wird, ist er vor den höchsten Leistungsspitzen meist schon entladen und kann wenig zur Reduktion der fossilen Spitzenlast beitragen. Erst bei sehr grossen Speichern mit saisonalem Charakter, reduziert sich mit dem Bedarf an Biomasse auch der Energieanteil aus der fossilen Spitzendeckung.

Die drei hier verglichenen Strategien wurden während der gesamten Betriebszeit gleich belassen. Eine Optimierung könnten durch einen Wechsel der Strategie mit den Jahreszeiten oder, bei sehr grossen Speichern, durch die Unterteilung des Speichervolumens erreicht werden. Dabei könnte ein «Bereitschaftsvolumen» nur zum Ersatz der fossilen Spitze eingesetzt werden und der restliche Speicheranteil auch zum Ersatz der Biomasse.

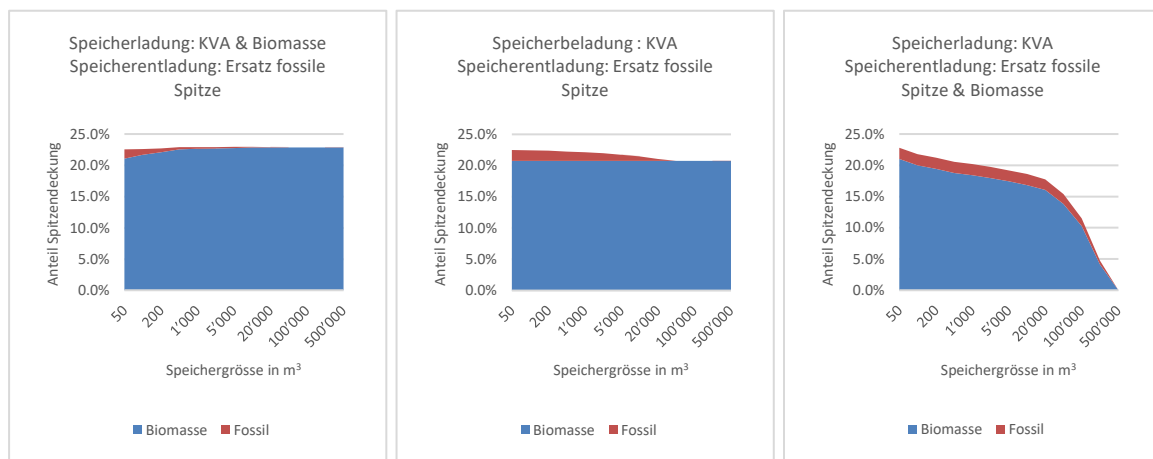


Abbildung 20: Einfluss der Speichergrosse auf die Spitzendeckung durch Biomasse und fossile Brennstoffe beim generischen Netz «KVA» bei unterschiedlichen Speichermanagementstrategien.

Eine Aufteilung der Spitzenlastdeckung in erneuerbare und fossile Spitzendeckung ist beispielsweise beim Wärmenetz der KVA Hagenholz in Zürich realisiert. Andere, weniger stark ausgenützte KVA-Netze planen eher mit einer Spitzendeckung von ca. 10% der Energie durch dezentrale Spitzenkessel. Aus diesem Grund wurde eine zusätzlich Variante ohne Biomassekessel und nur mit KVA-Bandlast von 8 MW und fossiler dezentrale Spitze eingeführt. Die Spitzendeckungsanteile für unterschiedliche Speichergrossen bei dieser Variante werden in Abbildung 21 gegeben.

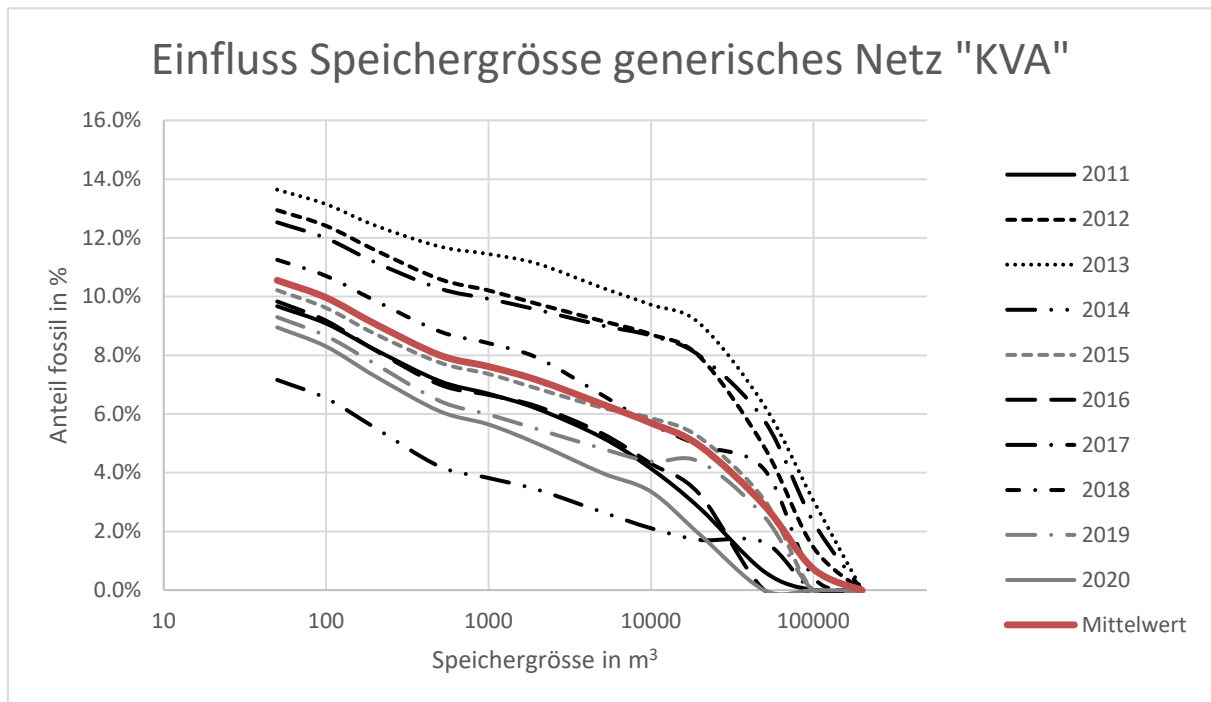


Abbildung 21: Einfluss der Speichergrösse auf die fossile Spitzendeckung beim mittleren generischen Netz «KVA» bei einer Bandlast von 8 MW und rein fossiler Spitzendeckung.

3.2 Zentrale und dezentrale Einbindung

Im generischen Netz «KVA» ist ein dezentraler Spitzenkessel vorgesehen. Diese dezentrale Platzierung des Spitzenkessels kann die Verbindungsleitung von der Zentrale zu den Abnehmern entlasten. Gerade KVA's werden oft in einer Entfernung zu grossen Wärmebedarfszentren gebaut, daher ist es bei solchen Netzen üblich, dass ein Bedarfszentrum durch eine längere Erschliessungsleitung angebunden wird. Bei einer dezentralen Platzierung von Spitzenlastkessel und ggf. auch Speicher, können solche Erschliessungsleitungen kleiner dimensioniert und somit Kosten eingespart werden. Am Beispiel des grössten generischen Netzes wurden unterschiedliche zentrale und dezentrale Einbindungsvarianten von Speicher und Spitzenkessel analysiert. In Abbildung 1 werden die maximalen Leistungen, welche durch die Erschliessungsleitungen übertragen werden, für unterschiedliche Platzierungen von Spitzenkessel und Speicher in Abhängigkeit der Speichergrösse gezeigt. Dabei werden die Mittelwerte der Jahre 2011-2020 angegeben. Offensichtlich ist die maximal übertragene Leistung nicht von der Speichergrösse abhängig, wenn Speicher und Spitzenkessel an demselben Ort platziert sind. Wenn sie zentral gelegen sind, muss die maximale Bedarfsleistung auch über die Erschliessungsleitungen zur Verfügung gestellt werden. Bei einer dezentralen Platzierung beider Komponenten kann die Erschliessungsleitung stark entlastet werden. Wie stark, hängt vom Verhältnis zwischen Bandlastquelle und Spitzendeckung ab. Im angegebenen Beispiel deckt ein Spitzenkessel etwas mehr als die Hälfte des Leistungsbedarf und damit ca. 10% des Energiebedarfs. Diese Aufteilung kann für viele Beispiele als typisch betrachtet werden. Bei einer zentralen



Platzierung von Speicher und einer dezentralen Platzierung des Spitzenkessels tritt bereits bei einem relativ kleinen Speicher von 100 m^3 eine erhöhte Leistungsübertragung über die Erschliessungsleitung auf, welche sich bei einer Speichervergrösserung kontinuierlich erhöht. Bei einer dezentralen Platzierung des Speichers mit zentraler Spitzendeckung kann ein Speicher wenig zur Entlastung der Verbindungsleitung beitragen. Zumindest bei der hier eingesetzten Regelung, bei welcher der Speicher nicht durch den Spitzenkessel beladen wird. Erst bei sehr grossen Speichervolumen, welche die Spitzenlast fast vollständig übernehmen können, werden die Erschliessungsleitungen deutlich entlastet. Dies zeigt sich noch stärker, wenn die einzelnen Jahre und nicht der Mittelwert betrachtet wird (siehe Abbildung 23). Im kältesten Winter 2012 reduziert sich die maximale Belastung der Erschliessungsleitung bis und mit einer Speichergrösse von $50'000 \text{ m}^3$ nicht.

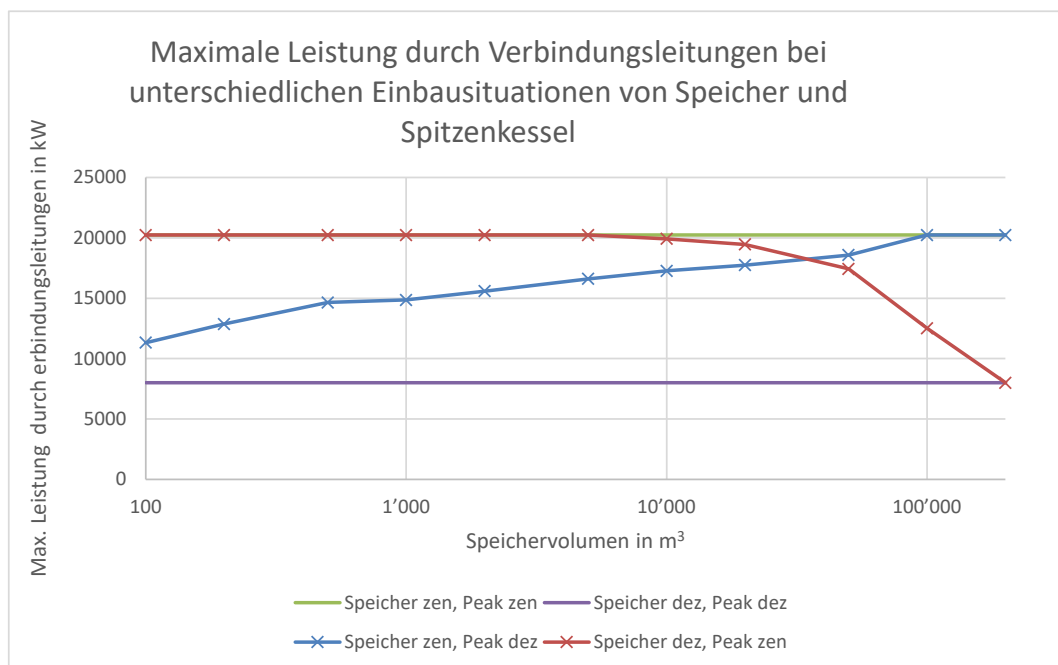


Abbildung 22: Maximale Leistung über die Erschliessungsleitungen bei unterschiedlichen Kombinationen zentraler und dezentraler Einbindungen von Speicher und Spitzenleistungskessel (Peak) bei unterschiedlichen Speichergrössen. Es werden die Mittelwerte für die Jahre 2011-2020 gezeigt.

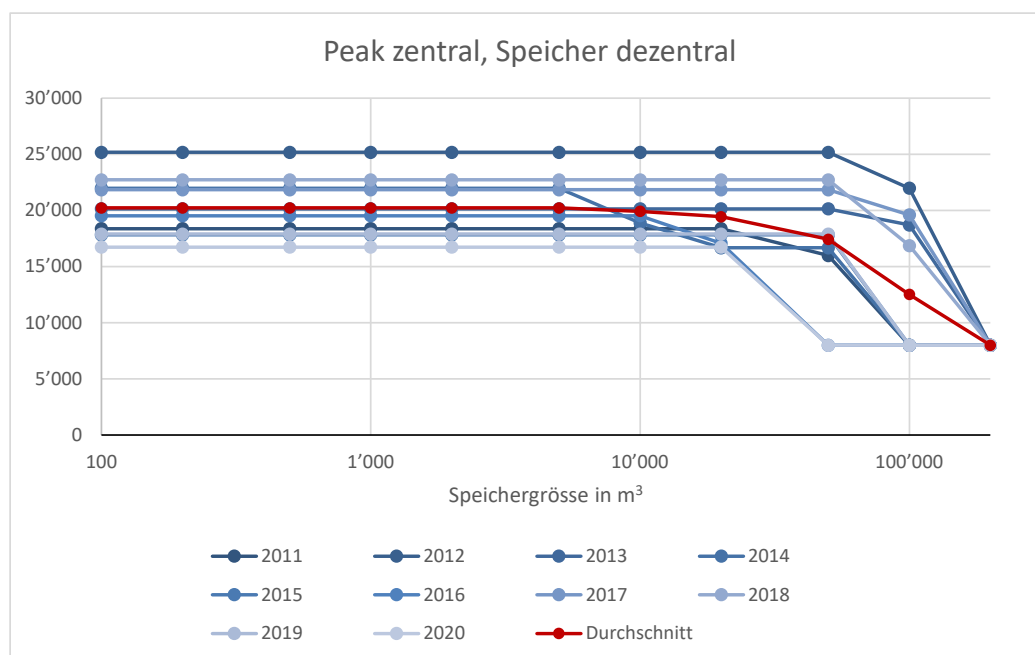


Abbildung 23: Maximale Leistung über die Erschliessungsleitungen bei einer zentralen Platzierung des Spitzenkessels und einer dezentralen Platzierung des Speichers für unterschiedlichen Speichergrössen und Wetterdaten.

3.3 Kostenvergleich

3.3.1 Speichergrössen

Aufgrund der oben erläuterten durchschnittlichen Einsparungen an (fossiler) Spitzendeckung durch Speicher und der in Kapitel 2.6 erläuterten Annahmen bezüglich Kosten, kann ein Kostenvergleich durchgeführt werden. In Abbildung 22 bis Abbildung 24 ist eine Aufteilung der Kosten für die Spitzendeckung für unterschiedliche Speichergrössen und für die drei generischen Netze dargestellt. Dabei wurden eher konservative Annahmen mit 50 CHF/MWh Mehrkosten für fossile Spitzendeckung, ein Zinssatz von 2.5% und eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen. Bei diesen Annahmen ergibt sich für das kleine Biomassenetz ein Kostenoptimum bei 10-20 m³, beim mittleren Netz («Umgebungswärme») liegt dieses bei ca. 100 m³ und beim grossen «KVA» Netz können mit einem Saisonspeicher von 100'000 m³ etwa ähnlich tiefe Kosten wie mit Speichern von ca. 10'000 m³ erreicht werden.

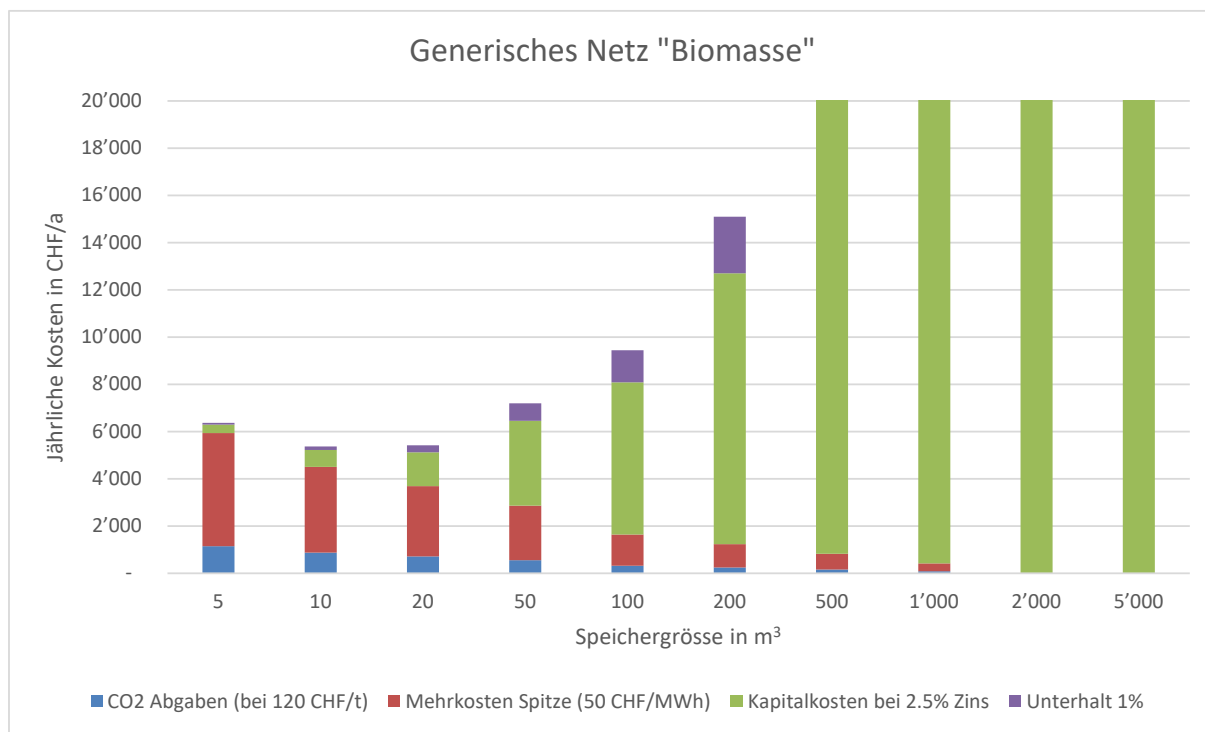


Abbildung 24: Aufteilung Unterschiedlicher Kosten für variable Speichergrössen für das generische Netze «Biomasse».

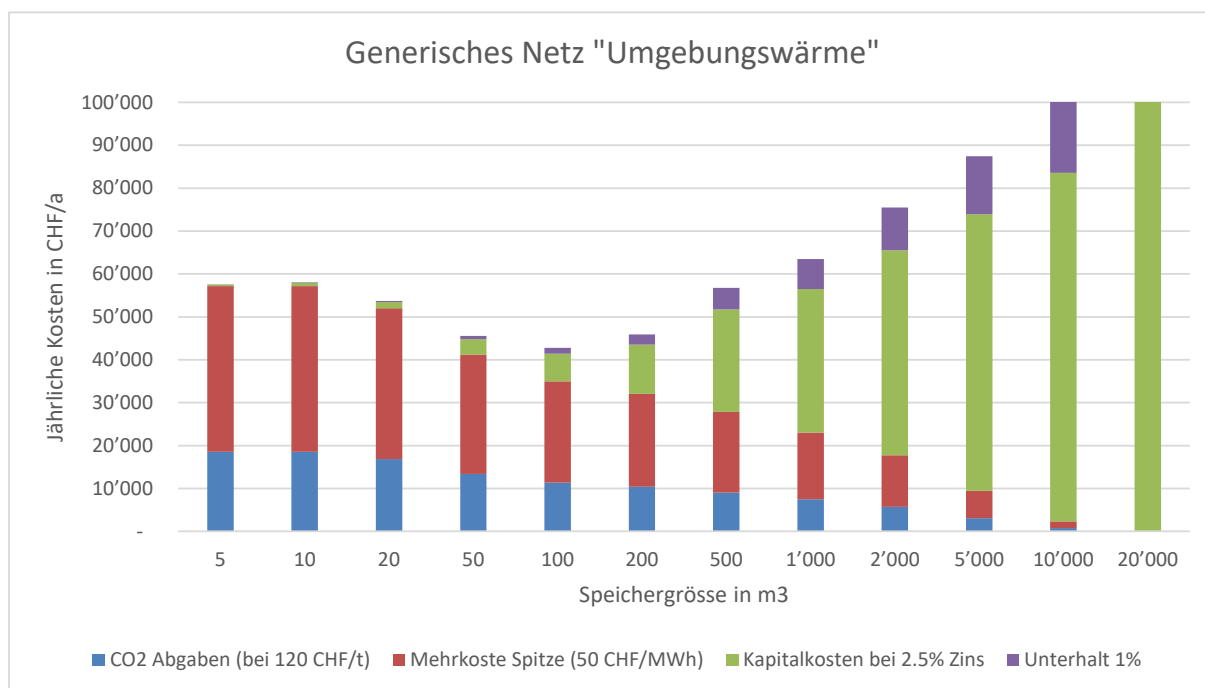


Abbildung 25: Aufteilung Unterschiedlicher Kosten für variable Speichergrössen für das generische Netze «Umgebungswärme».

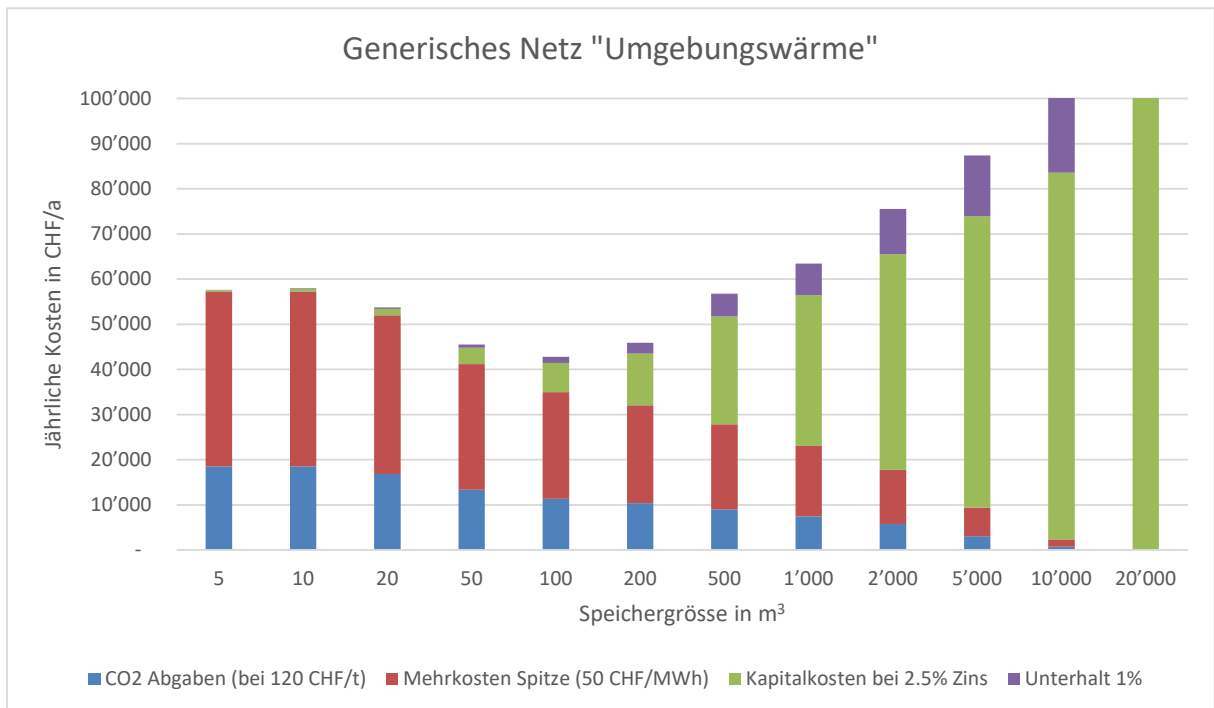


Abbildung 26: Aufteilung Unterschiedlicher Kosten für variable Speichergrössen für das generische Netze «KVA».

Weil die Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung wie im Abschnitt 2.6 erläutert mit grossen Unsicherheiten behaftet sind, wurden sowohl die Annahmen zu den Mehrkosten der Spitzendeckung gegenüber der Grundlastdeckung als auch der Zinssatz und die Lebensdauer des Speichers variiert. Dabei verschiebt sich das Kostenoptimum bei den ersten beiden Netzen nicht wesentlich. Dies kann an den Minima der Kurven in Abbildung 25 und Abbildung 26 abgelesen werden, welche die Spitzendeckungskosten für unterschiedliche Annahmen der Wirtschaftlichkeitsparameter zeigen. Einzig beim mittleren Wärmenetz, günstigen Finanzierungskosten und hohen Spitzenkosten, verschiebt sich das finanzielle Optimum hin zu einer saisonalen Speicherung (wofür 10'000 m³ Speichervolumen benötigt würden).

Beim grössten generischen Netz «KVA» hingegen liegt das Kostenoptimum bei einem 100'000 m³ Saisonspeicher, wenn von erhöhten Spitzenkosten ab 100 CHF/MWh ausgegangen wird. Bei ungünstigen Annahmen zu den Kapitalkosten und bei geringen Mehrkosten der Spitzenenergie liegt das Kostenoptimum lediglich bei 1000 m³ Speichervolumen. Weil davon auszugehen ist, dass ein grosser Saisonspeicher bei der Kombination mit einer KVA hauptsächlich durch sehr günstige sommerliche Überschussenergie beladen werden kann, ist in diesem Falle von einer hohen Preisdifferenz zwischen Beladung mit Bandlast und Entladung für Spitzenenergie auszugehen. Wenn also die im internationalen Kontext ermittelten Kosten für Grossspeicher auch in der Schweiz erreicht werden können, lässt sich die Integration eines grossen Saisonspeichers in ein KVA-Wärmenetz wirtschaftlich darstellen.

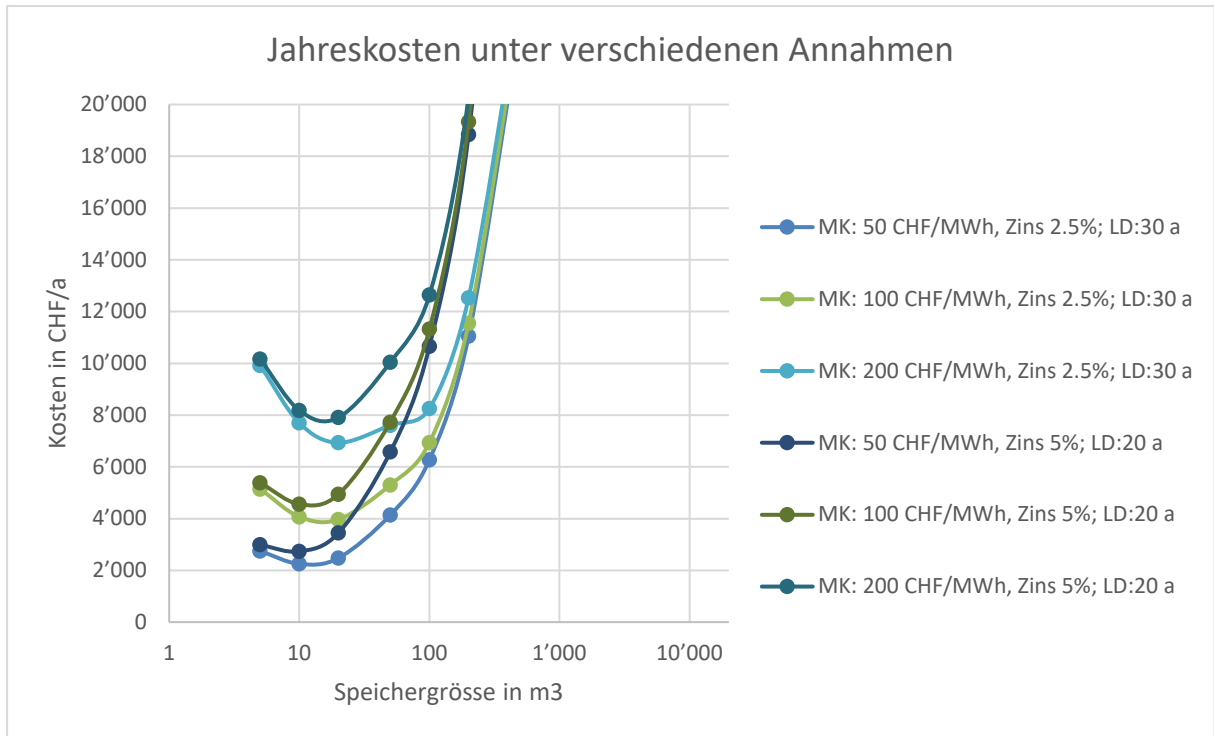


Abbildung 27: Totale Kosten für die Spitzendeckung für unterschiedliche Annahmen. MK: Mehrkosten für Spitzenenergie, LD: Lebensdauer des Speichers.

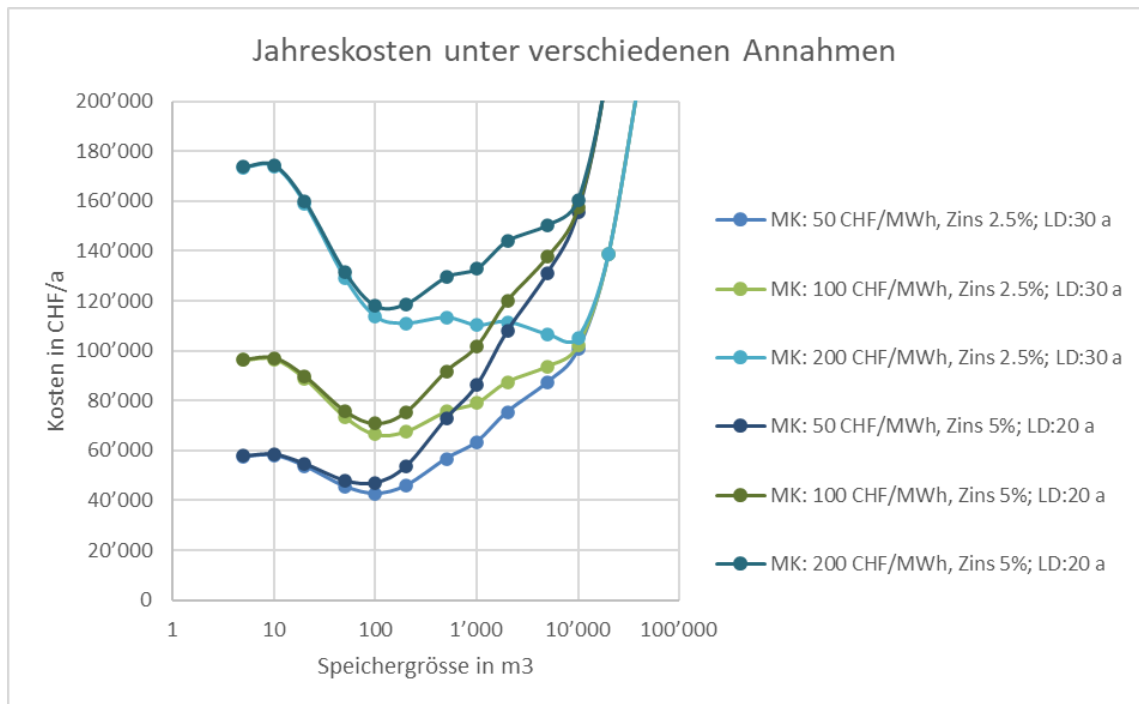


Abbildung 28: Totale Kosten für die Spitzendeckung für unterschiedliche Annahmen. MK: Mehrkosten für Spitzenenergie, LD: Lebensdauer des Speichers.

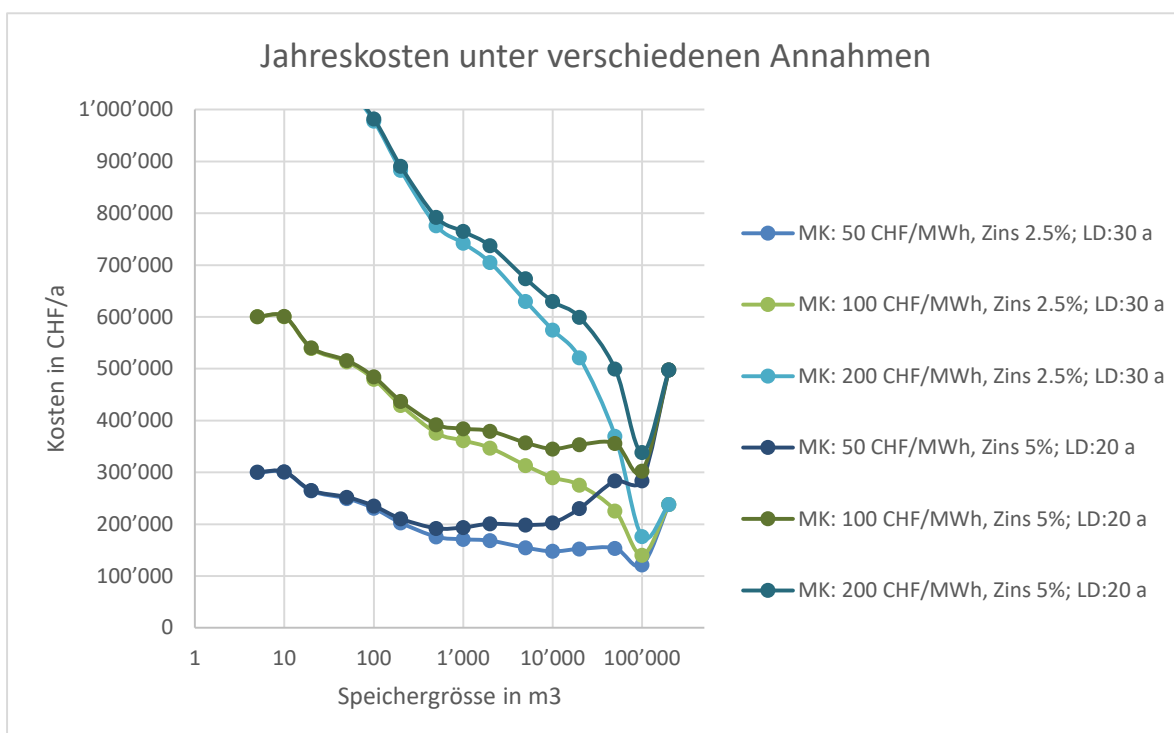


Abbildung 29: Totale Kosten für die Spitzendeckung für unterschiedliche Annahmen. MK: Mehrkosten für Spitzenenergie, LD: Lebensdauer des Speichers.



4 Bewertung der bisherigen Ergebnisse

Für die drei definierten generischen Netze wurden unterschiedliche Speichergrossen von Stundenspeicher mit einigen m³ Volumen bis zu saisonalen Speichern mit 200'000 m³ Volumen ergänzt und analysiert. Die erarbeiteten Ergebnisse wurden anhand der generischen Netze aufgezeigt, aber z.T. auch aus Ergebnissen oder Betrachtungsweisen aus den bereits durchgeführten Fallstudien für die IWB und die E360° übertragen. Dabei wurde ein Fokus auf den Ersatz der (oft fossilen) Spitzendeckung gelegt. Eine Variation anhand von Wetterdaten über zehn Jahre hat eine starke Abhängigkeit der benötigten Speichergrossen vom Wetter ergeben. So braucht es in einem kalten Winter um ca. den Faktor zehn Mal grössere Speicher als in einem milden Winter um vollständig auf eine Spitzendeckung verzichten zu können.

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse hat bei kleineren Netzen ein finanzielles Optimum bei mittleren Speichergrossen ähnlich wie von QM Holzheizwerke [3] propagiert ergeben. Diese Speicher ermöglichen das Überbrücken der Morgenspitzen und gleichen so tägliche Schwankungen aus. Bei den grössten untersuchten Netztypen mit einem Bedarf von fast 50 GWh ist die Integration von grossen Saisonspeichern zur Deckung von Lastspitzen Aufgrund der starken Degression der spezifischen Speicherkosten finanziell attraktiv. Dies je nach Zinssatz und Annahme zur Lebensdauer schon ab Spitzenenergiekosten von 50 CHF/MWh, wenn davon ausgegangen wird, dass die Beladung mit kostenloser Überschussenergie im Sommer erfolgt. Aufgrund der geringen Laufzeiten von Spitzenkesseln und der aktuellen Kosten fossiler Energieträger ist aber von deutlich höheren Spitzenkosten auszugehen, wodurch die Integration eines Saisonspeicher nochmals attraktiver wird.

5 Weiteres Vorgehen

Die untersuchten typischen generischen Netze und deren Resultate fliessen im weiteren Projektverlauf in die Modellierung des gesamtschweizerischen Energie Systems der ETHZ ein. Auf Basis der hier beschriebenen generischen Netze werden im Projektverlauf weitere Detailspekte der Integration von grossen Speichern in Wärmenetze betrachtet. Ebenfalls werden zwei weiteren Fallstudien «EWZ» und «Buttisholz» fertiggestellt.

6 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Auf nationaler Ebene findet ein enger Austausch mit dem SWEET-Projekt DeCarbCH statt. Arbeiten und Auswertungen der hier vorgestellten generieren Netze wurden mit den Partnern des DeCarbCH-WP3 geteilt. In Kooperation mit einigen Partnern wurde das Flagshipprojekt SwissSTES eingegeben und bewilligt. Dieses baut auf den Resultaten von BigStoreDH auf und wird die Verbreitung von grossen saisonalen Speichern in der Schweiz während der nächsten vier Jahre vorantreiben.

Methodisch findet auch eine enge Zusammenarbeit mit dem Projekt IceGrid statt. Wobei eine Weiterentwicklung des pytrnsys GUIs, welche das speditive Aufsetzen von Netzhydrauliken in einer Simulationsumgebung ermöglicht, in beiden Projekten zum Einsatz kommt.



International besteht eine Zusammenarbeit mit dem IEA-SHC Task 68 «Efficient solar district heating» sowie mit dem «Arbeitskreis Langzeit-Wärmespeicher», welcher von der Solites geleitet wird und vor allem in Deutschland aktiv ist.

7 Kommunikation

Resultate aus dem Projekt wurden in einer Präsentation am Symposium „Thermal Energy Storage“ [21] sowie am Nationalen Fernwärme-Forum des VFS [22] eingebunden. An den Veranstaltungen SPF Industrietag [23], sowie Symposium Solarenergie und Wärmepumpen [24] wurden Präsentationen über das Projekt gegeben.

Über das Projekt wurde ebenfalls im Arbeitskreis Langzeit-Wärmespeicher, sowie mehreren Veranstaltungen des Projektes DeCarbCH informiert. Zusätzlich fanden weitere Interviews und Gespräche mit diversen Wärmenetzbetreibern und Speicherherstellern statt.

Beiträge in sozialen Medien (linkedin) fanden viel Zuspruch.

8 Publikationen

Acht Factsheets zum Thema «Wärmespeicher in thermischen Netze» wurden erstellt und publiziert [4].



9 Literaturverzeichnis

- [1] BFE, „Energieperspektiven 2050+“, Dez. 2021. Zugriffen: 20. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- [2] M. Haller und F. Ruesch, „Fokusstudie «Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick»“, Auftraggeber: Forum Energiespeicher Schweiz, Schweiz, Feb. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://speicher.aeesuisse.ch/de/fokusstudien>
- [3] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Jenni, und J. Ködel, „Planungshandbuch Fernwärme“. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie, 2017. [Online]. Verfügbar unter: http://www.verenum.ch/Dokumente/PLH-FW_V1.0.pdf
- [4] F. Ruesch, B. Yvonne, F. Lukas, und S. Thomas, „Factsheets: Grosse Speicher für Wärmenetze“. SPF Institut für Solartechnik, Ostschweizer Fachhochschule OST, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ost.ch/de/forschung-und-dienstleistungen/technik/erneuerbare-energien-und-umwelttechnik/spf-institut-fuer-solartechnik/forschung/projekte/details/bigstoredh-grosse-waermespeicher-fuer-waermenetze-1194>
- [5] „Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018“, Bundesamt für Energie BFE, Bern, Juli 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gyZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmVYWQvOTc3NA==.html>
- [6] D. Hamgartner und A. Hurni, „Liste «Thermische Netze» Auswertungsbericht 2021“, energieschweiz, Bern, Endbericht, 2022.
- [7] „Statistik Verband Fernwärme Schweiz 2017“, Verband Fernwärme Schweiz VFS, Endbericht, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch/Verband/VFS-Jahresstatistiken/Jahresstatistik_Statistique_annuelle2017.pdf
- [8] VFS, „Verband Fernwärme Schweiz - Jahresbericht 2019“. April 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch-wAssets/docs/Verband/Jahresbericht-Dokumente-d/020_VFS_Jahresbericht_2019_d.pdf
- [9] S. I. for S. SPF-OST, *SPF-OST/pytrnsys_gui*. 2021. Zugriffen: 16. Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://github.com/SPF-OST/pytrnsys_gui
- [10] M. H. Rittmann-Frank u. a., „BillySolar - Konzernrelevante Verringerung von CO₂-Emissionen durch die Integration von skalierbaren und kostengünstigen Solarwärme Einheiten“, SPF Institut für Solartechnik, Bern, Switzerland, Schlussbericht, 2021. doi: 10.5281/zenodo.6472404.
- [11] F. Ruesch, M. Rommel, und M. Haller, „TARO-Thermische Arealvernetzung, Energetische Optimierung anhand von dynamischen Systemsimulationen“, Bundesamt für Energie BFE, Bern, BfE Endbericht, 2016.
- [12] I. Mojic, F. Ruesch, und M. Haller, „SWSG - Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen“, SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, CH, BFE Schlussbericht, März 2017. [Online]. Verfügbar unter: www.spf.ch/swsg
- [13] F. Ruesch und M. Haller, „BioSolFer – Integration von Solarwärme in Biomasse Fernwärmenetze“, SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, Schlussbericht, Sep. 2020.
- [14] „SIA380:2015: Grundlagen für energetische Berechnungen von Gebäuden“, Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, 2015.
- [15] I. Mojic und M. Haller, „KlimaGapLite – Literaturrecherche zu den bestehenden Methoden zur Witterungsbereinigung im Gebäudebereich“, SPF Institut für Solartechnik,



- Rapperswil, Schlussbericht, März 2019. [Online]. Verfügbar unter: P:\SPF-Berichte\BFE-Schlussberichte\2019\2019_BFE_Schlussbericht_KlimaGapLite_public.pdf
- [16] P. Stange und A. Matthees, „FreePlan Version 1.1 - Dokumentation“, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung, Dresden, Germany, 2020. Zugriffen: 22. Juni 2012. [Online]. Verfügbar unter: <https://cloudstore.zih.tu-dresden.de/index.php/s/EKEKsMoAABwA4cX>
- [17] VDI - Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 6002 - Solare Trinkwassererwärmung Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau“. Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2004.
- [18] MeteoSchweiz, „IDAWEB“, Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz. [Online]. Verfügbar unter: <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/login.do>
- [19] „Durchschnittspreise Energie - Datentabelle“. Bundesamt für Statistik, November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/13407088/master>
- [20] Amt für Hochbauten der Stadt Zürich, „Variantenvergleich energiesysteme“, Juni 2012.
- [21] M. Y. Haller, „Challenges of Long Term Seasonal Storages“, gehalten auf der 10 th Symposium Thermal Energy Storage, Horw, Januar 2023.
- [22] F. Ruesch, „Dekarbonisierung mit thermischen Netzen-Die Rolle der Solarthermie“, gehalten auf der Fernwärme-Forum 2023, Spreitenbach, 25. Januar 2023.
- [23] F. Ruesch, „Grosse Speicher für Wärmenetze“, gehalten auf der SPf Industrietag, Rapperswil, 8. April 2023.
- [24] F. Ruesch, „Grosse Speicher für Wärmenetze: Eine Schlüsseltechnologie für die Integration von Solarenergie und Wärmepumpen“, gehalten auf der Symposium Solarenergie und Wärmepumpen 2023, Fokusthema: Thermische Netze, Rapperswil, 2. November 2023.