



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 24. Juni 2025

DecaTherm

Fossilfreie thermische Netze – Lösungsbeispiele und Wirtschaftlichkeit



© Adobe Stock, 2024

**Subventionsgeberin:**

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

Subventionsempfänger/innen:

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW
Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen IUNR
Forschungsgruppe Erneuerbare Energien
CH-8820 Wädenswil
www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien

Netto-Null Beratung GmbH
Aarenaustrasse 8
5000 Aarau
<https://netto-null-beratung.ch/>

Autor/in:

Dominic Spescha, ZHAW Wädenswil, dominic.spescha@zhaw.ch
Michael Wild, ZHAW Wädenswil, michael.wild@zhaw.ch
Dominic Müller, ZHAW Wädenswil, dominic.mueller@zhaw.ch
Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, juerg.rohrer@zhaw.ch

BFE-Projektbegleitung:

Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch
Stephan Mathez, stephan.a.mathez@solarcampus.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502824-01

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



Zusammenfassung

Die Internationale Energieagentur (IEA) empfiehlt der Schweiz, bei thermischen Netzen verstärkt auf erneuerbare und fossilfreie Lösungen für die Spitzenlastabdeckung zu setzen. In der Praxis wird jedoch nach wie vor meist auf fossile Energieträger zurückgegriffen, obwohl es gute Alternativen gibt. Nur bei einer Minderheit der geplanten Netze wird überhaupt eine Machbarkeitsstudie für eine vollständig fossilfreie Variante ohne Biomasse durchgeführt.

Bleibt es bei der bisherigen Strategie, könnten die CO₂-Emissionen aus thermischen Netzen im Jahr 2050 bis zu 0.8 Million Tonnen pro Jahr betragen. Das muss jedoch nicht sein: Fossilfreie thermische Netze ohne Biomasse sind bereits heute technisch möglich und wirtschaftlich umsetzbar.

In dieser Studie wurde eine Auswahl bestehender und geplanter fossil- und biomassefreier thermischer Netze sowie Machbarkeitsstudien dazu untersucht. Netze mit Biomasse (Holz, Biogas) wurden aufgrund der limitierten Verfügbarkeit des Energieträgers ausgeschlossen. Die begrenzt verfügbare Ressource Biomasse wird sinnvollerweise in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren mit Bedarf an Wärme auf einem hohen Temperaturniveau eingesetzt.

Eine erneuerbare Wärmeversorgung mit thermischen Netzen ist grundsätzlich machbar, das Wärmepotential von erneuerbaren Energiequellen übertrifft den Wärmebedarf der Schweiz für Komfortwärme um ein Vielfaches. Die benötigten Technologien (Wärmepumpen) sind bereits etabliert. Die Herausforderungen für die Umsetzung von fossilfreien thermischen Netzen ohne Biomasse liegen demnach mehr in der Wirtschaftlichkeit und den oft beschränkten Platzverhältnissen in den Energiezentralen. Die Investitionskosten für eine Wärmepumpe sind deutlich höher als für einen Gasbrennkessel, wobei die Betriebskosten für beide niedrig sind. Diese hohen Investitionskosten führen dazu, dass Wärmepumpen für den Einsatz zur Spitzenlastdeckung grundsätzlich teurer sind als fossile Varianten. In einem Vergleich der Vollkosten ohne einmalige Anschlusskosten sind die betrachteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse im Mittel ca. 22 % teurer als eine Stichprobe des Preisüberwachers von thermischen Netzen mit Deckung der Spitzenlast durch Biomasse oder fossile Energien. Die Kosten für fossilfreie thermische Netze können aber durch eine Reduktion der Spitzenlast gesenkt werden. Dazu gibt es diverse Konzepte, wie ein verstärkter Einsatz von Speichern sowie Optimierungen im Betrieb der thermischen Netze. Durch den Klimawandel werden die Winter weniger oft sehr kalt und generell weniger kalt sein. Dies wird die Höhe und Häufigkeit der Spitzenlast in Zukunft reduzieren.

Der Einsatz von synthetischen Brennstoffen oder Carbon Capture and Storage (CCS) zur Dekarbonisierung von thermischen Netzen würde im Grundsatz eine «weiter wie bisher» Strategie darstellen, da beide Technologien heute noch nicht in genügender Kapazität und technologischer Reife vorhanden sind. Zudem wäre eine solche Strategie mit grossen Unsicherheiten und Abhängigkeiten vom Ausland behaftet. Nach Berechnungen in dieser Studie würde der Einsatz von synthetischen Brennstoffen zu deutlich höheren Wärmegestehungskosten für die Spitzenlast führen als die Wärmeerzeugung mittels einer erneuerbaren Wärmequelle und Wärmepumpen.



Résumé

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) recommande à la Suisse de miser davantage sur les solutions renouvelables et non fossiles pour les réseaux thermiques afin de couvrir les charges de pointe. Dans la pratique, on continue toutefois à recourir le plus souvent aux énergies fossiles, bien qu'il existe de bonnes alternatives. Seule une minorité des réseaux prévus font même l'objet d'une étude de faisabilité pour une variante entièrement exempte d'énergies fossiles, sans biomasse.

Si la stratégie actuelle est maintenue, les émissions de CO₂ des réseaux thermiques pourraient atteindre 0.8 million de tonnes par an en 2050. Mais ce n'est pas une fatalité : Les réseaux thermiques sans combustibles fossiles et sans biomasse sont déjà techniquement possibles et économiquement réalisables aujourd'hui.

Cette étude s'est penchée sur une sélection de réseaux thermiques existants et prévus, sans fossile ni biomasse, ainsi que sur des études de faisabilité. Les réseaux utilisant la biomasse (bois, biogaz) ont été exclus en raison de la disponibilité limitée de cette source d'énergie. La biomasse, ressource disponible en quantité limitée, est utilisée à bon escient dans les secteurs difficiles à décarboniser et nécessitant de la chaleur à un niveau de température élevé.

Un approvisionnement en chaleur renouvelable avec des réseaux thermiques est en principe réalisable, le potentiel de chaleur des sources d'énergie renouvelables dépassant largement les besoins en chaleur de confort de la Suisse. Les technologies nécessaires (pompes à chaleur) sont déjà établies. Les défis à relever pour la mise en œuvre de réseaux thermiques sans combustibles fossiles et sans biomasse sont donc davantage liés à la rentabilité et à l'espace souvent limité dans les centrales énergétiques. Les coûts d'investissement pour une pompe à chaleur sont nettement plus élevés que pour une chaudière à gaz, alors que les coûts d'exploitation sont faibles pour les deux. Ces coûts d'investissement élevés font que les pompes à chaleur sont en principe plus chères que les variantes fossiles lorsqu'elles sont utilisées pour couvrir les charges de pointe. Dans une comparaison des coûts complets sans les coûts uniques de raccordement, les réseaux thermiques sans biomasse considérés sont en moyenne environ 22 % plus chers qu'un échantillon du Surveillant des prix de réseaux thermiques avec couverture de la charge de pointe par la biomasse ou les énergies fossiles. Les coûts des réseaux thermiques sans énergie fossile peuvent toutefois être réduits en diminuant la charge de pointe. Pour ce faire, il existe divers concepts, tels qu'un recours accru au stockage et une optimisation de l'exploitation des réseaux thermiques. En raison du changement climatique, les hivers seront moins souvent très froids et moins froids en général. Cela réduira à l'avenir l'ampleur et la fréquence de la charge de pointe.

Le recours aux combustibles synthétiques ou au captage et au stockage du carbone (CSC) pour décarboniser les réseaux thermiques constituerait en principe une stratégie de « continuité », car ces deux technologies ne sont pas encore disponibles à l'heure actuelle avec une capacité et une maturité technologique suffisantes. De plus, une telle stratégie serait soumise à de grandes incertitudes et dépendrait de l'étranger. Selon les calculs effectués dans le cadre de cette étude, l'utilisation de combustibles synthétiques entraînerait des coûts de production de chaleur nettement plus élevés pour la charge de pointe que la production de chaleur au moyen d'une source de chaleur renouvelable et de pompes à chaleur.



Summary

The International Energy Agency (IEA) recommends that Switzerland focus more on renewable and fossil-free solutions for peak load coverage in thermal grids. In practice, however, fossil fuels are still mostly used, even though there are good alternatives. Only in a minority of planned grids is a feasibility study even carried out for a completely fossil-free variant without biomass.

If the current strategy remains in place, CO₂ emissions from thermal grids could amount to up to 0.8 million tons per year in 2050. However, this does not have to be the case: Fossil-free thermal grids without biomass are already technically possible and economically feasible today.

In this study, a selection of existing and planned fossil and biomass-free thermal grids and feasibility studies were examined. Networks with biomass (wood, biogas) were excluded due to the limited availability of the energy source. The use of biomass makes more sense in sectors that are difficult to decarbonize and require heat at a high temperature level.

A renewable heat supply with thermal networks is feasible in principle; the heat potential of renewable energy sources exceeds Switzerland's heat requirements for comfort heating many times over. The necessary technologies (heat pumps) are already established. The challenges for the implementation of fossil-free thermal networks without biomass therefore lie more in economic efficiency and the often-limited space available in the energy centers. The investment costs for a heat pump are significantly higher than for a gas-fired boiler, although the operating costs for both are low. These high investment costs mean that heat pumps for peak load coverage are generally more expensive than fossil variants. In a comparison of the full costs without one-off connection costs, the fossil-free thermal networks without biomass considered are on average approx. 22% more expensive than a sample of thermal networks with peak load coverage using biomass or fossil fuels. However, the costs of fossil-free thermal grids can be lowered by reducing the peak load. There are various concepts for this, such as the increased use of storage systems and optimizing the operation of thermal grids. Due to climate change, winters will be less often very cold and generally less cold. This will reduce the level and frequency of peak loads in the future.

The use of synthetic fuels or carbon capture and storage (CCS) to decarbonize thermal grids would in principle represent a “business as usual” strategy, as neither technology is yet available in sufficient capacity and technological maturity. In addition, such a strategy would be fraught with major uncertainties and dependencies on foreign countries. According to calculations in this study, the use of synthetic fuels would lead to significantly higher heat generation costs for the peak load than heat generation using a renewable heat source and heat pumps.



Kernbotschaften («Take-Home Messages»)

- Bei der Projektierung von neuen thermischen Netzen wird in den meisten Fällen eine vollständig fossilfreie Variante ohne Biomasse nicht geprüft. Dies ist nicht mehr zeitgemäss und sollte dringend geändert werden. In der Pflicht sind vor allem die Auftraggeber von Studien und Projekten zur Wärmeversorgung.
- Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biogas und Holz sowie der hohen Kosten synthetischer Brennstoffe ist eine vollständige Wärmeerzeugung – inklusive der Abdeckung von Spitzenlasten – mit Wärmepumpen heute in den meisten Fällen die beste Option für thermische Netze.
- Fossilfreie thermische Netze ohne Biomasse existieren bereits heute und sind wirtschaftlich umsetzbar. Die benötigte Technologie (Wärmepumpen) ist etabliert und es ist mehr als ausreichend Potential bei den erneuerbaren Wärmequellen vorhanden, um den Wärmebedarf zu decken. Durch den Einsatz von Speichern sowie betrieblichen Massnahmen kann zudem die Spitzenlast gesenkt werden.
- Die Nutzung von synthetischen Brennstoffen würde sowohl heute als auch im Jahr 2050 zu höheren Kosten für die Wärmeerzeugung der Spitzenlast führen.
- Eine Kompensation der CO₂-Emissionen aus fossiler Spitzenlast durch Direct Air Capture oder der spätere Einsatz synthetischer Brennstoffe verursacht erhebliche Mehrkosten. Zudem verlängern beide Strategien die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Résumé.....	4
Summary	5
Kernbotschaften («Take-Home Messages»).....	6
Inhaltsverzeichnis	7
Abbildungsverzeichnis	10
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis	16
Währungsumrechnung	16
1 Einleitung	17
1.1 Kontext.....	17
1.2 Motivation und Inhalt der Studie	18
2 Theorie.....	19
2.1 Technologien für erneuerbare thermische Netze	19
2.1.1. Thermische Netze Generell	19
2.1.2. Erneuerbare Wärmequellen: Direkt und indirekt nutzbare Quellen und Reservoirs ...	20
2.1.3. Thermische Speicher	22
2.2 Erwartete THG-Emissionen bei aktueller Strategie	23
2.3 Carbon Capture and Storage	23
2.3.1. CO ₂ -Abscheidung	23
2.3.2. Transport	25
2.3.3. Speicherung.....	26
2.3.4. Gesamtpotential und Kosten	26
2.3.5. Fazit	28
2.4 Synthetische Brennstoffe.....	30
2.4.1. Potential	30
2.4.2. Kosten von e-Methan.....	30
2.4.3. Kosten von e-Methanol.....	31
2.4.4. Risiken	32
2.4.5. Fazit	33
3 Methodik.....	35
3.1 Datenerhebung fossilfreie thermische Netze	35
3.2 Definition Gebäudekategorien	36
3.3 Kostenvergleich mit der Studie des Preisüberwachers	38
3.4 Annahmen für die Berechnung der Wärmegestehungskosten	39



4	Ergebnisse und Diskussion	42
4.1	Auswertung Umfrage	42
4.2	Ist-Zustand thermische Netze in der Schweiz	44
4.2.1.	Kosten.....	46
4.3	Fossilfreie thermische Netze ohne Biomasse	49
4.3.1.	Wärmequellen.....	49
4.3.2.	Speicher.....	49
4.3.3.	Typen von fossilfreien thermischen Netzen.....	50
4.4	Hürden und Lösungsansätze für fossilfreie Netze ohne Biomasse.....	50
4.4.1.	Wirtschaftlichkeit	50
4.4.2.	Reduktion Spitzenlast	51
4.4.3.	Versorgungssicherheit	51
4.4.4.	Beschränkter Platz.....	52
4.5	Kosten der fossilfreien Netze ohne Biomasse.....	52
4.6	Kostenvergleich fossiler und fossilfreier Netze.....	55
4.7	Berechnung der Wärmegestehungskosten der Spitzenlast mit synthetischen Brennstoffen oder Wärmepumpen	59
5	Synthese.....	62
6	Schlussfolgerungen und Ausblick	64
7	Literaturverzeichnis	65
8	Anhang	75
8.1	Fragebogen	75
8.2	Online-Fragebogen.....	76
8.3	Ergebnisse Berechnungen Spitzenlastzentrale.....	76
8.4	Factsheets	82
8.4.1.	Augst.....	82
8.4.2.	Eglisau	83
8.4.3.	Erlenmatt	84
8.4.4.	FGZ.....	85
8.4.5.	Göschenen	86
8.4.6.	Hergiswil	87
8.4.7.	Horgen	88
8.4.8.	La Punt Chamues-ch	89
8.4.9.	Lenzburg.....	90
8.4.10.	Fernwärme Linth	91
8.4.11.	Luzern linkes Seeufer	92
8.4.12.	Luzern rechtes Seeufer	93



8.4.13. Meilen	94
8.4.14. Papieri Areal	95
8.4.15. Silvaplana	96
8.4.16. Thalwil.....	97
8.4.17. Wil	98
8.4.18. Würzenbachquartier Luzern	99
8.4.19. Machbarkeitsstudie	100



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einteilung thermischer Netze nach Vorlauftemperatur von Mennel et al. (2019) mit Ergänzungen von Nussbaumer et al. (2021). Thermische Netze mit einer Vorlauftemperatur von über 60°C können direkt Raumwärme und Brauchwarmwasser bereitstellen, während für die anderen Netze dezentrale Wärmepumpen benötigt werden. Netze mit einer Vorlauftemperatur unter 20 °C (auch Anergienetze) können direkt Kälte bereitstellen.	26
Abbildung 2: Theoretische Wärmepotentiale der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen der Schweiz basierend auf (Stres & Nussbaumer, 2014) unterteilt in geographisch gebunden und ungebunden. Die Wärmepotentiale von den Quellen mit einem Temperaturniveau unter 60 °C (See-, Fluss-, Grundwasser und ARA) wurde anhand der Wärmemenge, welche mittels Wärmepumpen erzeugt werden kann, festgelegt. Die Seen weisen bei den geographisch gebundenen Quellen das grösste Potential auf, während die Tiefengeothermie bei den geographisch ungebunden Quellen das grösste Potential aufweist.	27
Abbildung 3: In der Studie «Weissbuch Fernwärme» (Stres & Nussbaumer, 2014) nach geographischer Lage und Wirtschaftlichkeit zugeordnete Potentiale erneuerbarer Energiequellen für thermische Netze und deren Anteile am in der Studie ermittelten wirtschaftlich realisierbaren Gesamtpotential von 17.3 TWh/a für thermische Netze in der Schweiz. Die dargestellten Potentiale sind somit der laut der Studie tatsächlich nutzbare Anteil des theoretischen Potentials (siehe Abbildung 2). Seen und KVA weisen dabei die grössten Anteile auf, die restlichen Quellen haben alle einen Anteil von ca. 10 %.	29
Abbildung 4: Investitionskosten (CAPEX) in Mio. EUR pro abgeschiedene Menge CO ₂ für KVA aus der Studie «Carbon Capture & Storage (CCS) - Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050» (Albicker et al., 2023) im Auftrag des BAFU mit der Kostenfunktion basierend auf (Beiron et al., 2022). Die spezifischen Kosten sinken dabei mit zunehmender Menge CO ₂	31
Abbildung 5: Kosten für CCS via Post Combustion Capture und DAC im Jahr 2050 laut Prognosen der Studie «Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS» der Energieperspektiven 2050+ (Kemmler et al., 2021) aufgeteilt in die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO ₂ . Die Kosten für Post Combustion Capture sind niedriger als für DAC, diese gelten aber für wesentlich grössere CO ₂ Emittenten wie KVA. Für thermische Netze werden diese deutlich höher sein und DAC stellt auch aufgrund der beschränkten Platzverhältnisse die realistischere Technologie dar.	35
Abbildung 6: Prognostizierte zukünftige Bereitstellungskosten für e-Methan sowie Erdgas in den Jahren 2030, 2040 und 2050, sowie für e-Methan die erwartete Spannweite der Kosten. Die Kosten basieren auf der Annahme der Produktion von e-Methan in der MENA-Region und anschliessendem Transport via Pipeline. Adaptiert von (Prognos, 2020), Umrechnungen von EUR in CHF gemäss Wechselkurs 2024 (1 EUR = 0.95 CHF) (Valuta FX, 2025), angepasst an Inflation gemäss dem harmonisierten Verbraucherpreisindex (HVPI) des Euroraums (25.85 % von 2016 - 2024) (Eurostat, 2025), Erdgaspreis gemäss der Studie «Natural gas demand outlook 2050» (Bernhard Lorentz et al., 2023).	38
Abbildung 7: Prognostizierte zukünftige Bereitstellungskosten für e-Methanol sowie Heizöl in den Jahren 2030, 2040 und 2050, sowie für e-Methanol die erwartete Spannweite der Kosten. Die Kosten basieren auf der Annahme der Produktion von e-Methanol in der MENA-Region und anschliessendem Transport via Pipeline. Adaptiert von (Prognos, 2020), Umrechnungen von EUR in CHF gemäss Wechselkurs 2024 (1 EUR = 0.95 CHF) (Valuta FX, 2025), angepasst an Inflation gemäss dem harmonisierten Verbraucherpreisindex (HVPI) des Euroraums (25.85 % von 2016 - 2024) (Eurostat, 2025), Heizölpreis gemäss Energieperspektiven 2050+ (Bundesamt für Energie BFE, 2020).	39
Abbildung 8: Direkte und indirekte THG-Emissionen von Erdgas und synthetischem Methan bei der Betrachtung über einen Zeitraum von 100 Jahren, adaptiert von Siegwart et al. (2024). Synthetisches Methan, das unter Verwendung des aktuellen Schweizer Strommixes erzeugt wird, weist nahezu gleich hohe Treibhausgasemissionen auf wie norwegisches Erdgas. Ursache hierfür ist der noch vorhandene fossile Anteil im Schweizer Strommix, der die Emissionsbilanz der Methanherstellung erheblich beeinflusst.	40



Abbildung 9: Standorte der in dieser Studie ausgewerteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse inklusive Machbarkeitsstudien. Es zeigt sich eine schweizweite Verteilung und eine Häufung der Daten zu thermischen Netzen in den bevölkerungsreichen Regionen.	42
Abbildung 10: Anteil der Gebäude pro Gebäudekategorie gemäss Tabelle 6, der an ein thermisches Netz in der Schweiz, eingebunden ist. Ermittelt anhand Daten aus dem GWR. Die Gebäudekategorien 1 (EFH), 2 (MFH klein) und 4 (MFH gross) weisen alle einen ähnlichen Anteil von ca. 26 % auf. Der Wärmeabsatz ist in der Kategorie «4 MFH gross» am grössten, da diese einen deutlich höheren jährlichen Wärmebedarf pro Gebäude aufweist als die Kategorien 1 und 2.	44
Abbildung 11: Auswertung der in dieser Studie durchgeführten Online-Umfrage, welche von 46 Unternehmen beantwortet wurde. Die Grafik zeigt den Prozentsatz der Firmen, welche eine Machbarkeitsstudie zu fossilfreien Netzen ohne Biomasse für ihre realisierten oder geplanten Netzen durchgeführt haben. Ca. die Hälfte aller Unternehmen führt grundsätzlich eine solche Studie durch, der Prozentsatz ist für die geplanten Netze nur geringfügig höher als für realisierte Netze.	49
Abbildung 12: Detailbetrachtung der Unternehmen, die teilweise eine Machbarkeitsstudie zu fossilfreien Netzen ohne Biomasse durchgeführt haben (ca. 50 % der befragten Unternehmen), links für realisierte Netze und rechts für geplante Netze. Aufgeführt sind die Prozentsätze ihrer Netze, bei denen die besagte Studie durchgeführt wurde. Es wurde jeweils bei weniger als der Hälfte ihrer Netze eine solche Studie durchgeführt, wobei bei den geplanten Netzen der Anteil deutlich höher ist.	50
Abbildung 13: Zusammenfassende Auswertung der Umfrage zur Prüfung einer fossilfreien Variante ohne Biomasse für geplante Netze. Von den 52 % der Unternehmen, welche eine solche Prüfung durchgeführt haben, wurde dies bei 45 % ihrer Netze geprüft. Dies entspricht somit 23 % der geplanten Netze der befragten Unternehmen (Annahme alle haben gleiche Anzahl Netze.)	50
Abbildung 14: Hauptgründe gegen die Realisierung einer fossilfreien Spitzenlastabdeckung bei geplanten thermischen Netzen in der Schweiz, welche bei einer Umfrage unter 46 Branchenunternehmen angegeben wurden.	51
Abbildung 15: Energiequellen für thermische Netze sowie deren Anteil an der bereitgestellten Wärmemenge, basierend auf Daten von VUE, TNS und Liste "Thermische Netze". KVA und Holz sowie teilweise Erdgas stellen dabei die grössten Anteile dar (Bucher & Steingruber, 2023; Hangartner & Hurni, 2021; TNS, 2025).	52
Abbildung 16: Anteil fossiler Brennstoffe an der Wärmemenge gemäss der Fernwärmestatistik von TNS für die Jahre 2017 – 2023 (TNS, 2023, 2024, 2025; VFS, 2018, 2019, 2019, 2021, 2022). Für die Jahre 2017 und 2018 sind nur gerundete Werte verfügbar. Die sekundäre y-Achse zeigt die Heizgradtage für die gleiche Periode in Zürich Fluntern. Sowohl der Anteil fossiler Brennstoffe als auch die Heizgradtage nehmen ab über die Jahre.	53
Abbildung 17: Vollkosten exklusiver einmaliger Anschlusskosten, Stichprobe des Preisüberwachers von 2022 inklusive 10 % Preiserhöhung für 2024 (Preisüberwacher, 2023), welche hauptsächlich Netze mit Biomasse oder fossiler Spitzenlast umfasst. Stichprobenumfang: EFH, MFH klein, MFH gross n = 46, Grossbauten n = 41, Boxplot Darstellung wobei die Box die mittleren 50 % der Werte enthält und die T-Balken die Werte angeben welche im Abstand bis zu 1.5 x Interquartilsabstand (Boxlänge) von der Box sind, Ausreisser sind als Punkte dargestellt.	54
Abbildung 18: Anschlusskosten für die Gebäudekategorie EFH (20'000 kWh, 12 kW), Stichprobe des Preisüberwachers von 2022 (Preisüberwacher, 2023), welche hauptsächlich Netze mit Biomasse oder fossiler Spitzenlast umfasst. Jeder Balken steht für die Anschlusskosten eines EFH in einem spezifischen thermischen Netz, wobei in gewissen Netzen keine Anschlusskosten erhoben werden.	55
Abbildung 19: Vollkosten inklusive einmaliger Anschlusskosten für ein EFH (20'000 kWh, 12 kW) nach Hauptwärmequelle, Stichprobe des Preisüberwachers von 2022 (Preisüberwacher, 2023). Da nur wenige Datenpunkte vorhanden sind für die Quellen, ist keine klare Aussage möglich. Es zeigt sich bei den Netzen mit Holzschnitzeln als Quelle eine grosse Streuung der Kosten, welche laut den Autoren der Studie unter anderem auf die unterschiedlichen Beschaffungskosten für die Holzschnitzel zurückzuführen ist.	55



Abbildung 20: Anzahl der in dieser Studie untersuchten fossilfreien Netze ohne Biomasse nach Wärmequelle und Umsetzungsstand des thermischen Netzes. Abwärme und Seewasser stellen die häufigsten Wärmequellen dar, wobei Abwärme besonders bei den realisierten Netzen und Seewasser bei den geplanten Netzen zum Einsatz kommt. Ein Teil der betrachteten Netze nutzt mehrere Energiequellen, weshalb die Gesamtanzahl hier höher ist als die Anzahl der betrachteten Netze. 56

Abbildung 21: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die in dieser Studie untersuchten fossilfreien Netze ohne Biomasse (EFH n=12, MFH klein n=14, MFH gross n=19, Grossbauten n=23) für die in Kapitel 3.2 präsentierten Gebäudekategorien. Der Datensatz ist dabei nicht für alle Kategorien vollständig. Die grössere Spannweite bei den Kategorien MFH gross und Grossbauten ist auf die teilweise günstigeren Konditionen für Grossabnehmer zurückzuführen. 60

Abbildung 22: Einmalige Anschlusskosten der untersuchten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse für die Gebäudekategorie des Preisüberwachers EFH (20'000 kWh, 12 kW). Jeder Balken steht für die Anschlusskosten in einem spezifischen thermischen Netz, wobei in gewissen Netzen keine Anschlusskosten erhoben werden. Die durchschnittlichen Kosten belaufen sich auf 5'000 CHF und sind somit deutlich niedriger, wie für die Netze der Stichprobe des Preisüberwachers mit 12'000 CHF. Dies aufgrund der vielen Netze, welche keine Anschlussgebühren erheben. 61

Abbildung 23: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten der betrachteten fossilfreien Netze ohne Bio-masse nach Nennleistung (logarithmische Skala). Die Punktgrössen sind nach Netzlänge skaliert. Die Preise variieren stark, es ist aber keine Korrelation mit der Nennleistung oder Netzlänge ersichtlich. 61

Abbildung 24: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten nach Wärmequelle für fossilfreie Netze ohne Biomasse. Es sind nur wenige Datenpunkte pro Kategorie vorhanden, was eine Auswertung erschwert. Es ist aber eine Tendenz ersichtlich, dass Netze mit See- oder Grundwasser zu den teureren Netzen gehören, während für Netze mit Abwärme als Quelle eine grosse Spannweite besteht. Im Allgemeinen weisen die Abwärmequellen ein deutlich höheres Temperaturniveau (> 20°C) auf als Seewasser, was grundsätzlich zu niedrigeren Preisen für die Kunden führen kann. Ein Teil der betrachteten Netze nutzen mehrere Energiequellen, weshalb die Gesamtanzahl hier höher ist als die Anzahl der betrachteten Netze. 62

Abbildung 25: Vergleich der Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten (im Jahr 2024) thermischer Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers) und den in dieser Studie betrachteten fossilfreien thermischen Netzen ohne Biomasse für die in Kapitel 3.2 präsentierten Gebäudekategorien. Stichprobenumfang fossil: EFH, MFH klein, MFH gross n = 46, Grossbauten n = 41, fossilfrei: EFH n=12, MFH klein n=14, MFH gross n=19, Grossbauten n=23, Boxplot Darstellung wobei die Box die mittleren 50 % der Werte enthält und die T-Balken die Werte angeben welche im Abstand bis zu 1.5 x Interquartilsabstand (Boxlänge) von der Box sind, Ausreisser sind als Punkte dargestellt. Die Vollkosten für die fossilfreien Netze ohne Biomasse sind im Durchschnitt leicht höher. Es zeigt sich eine weitgehende Überschneidung der Spannweiten. 63

Abbildung 26: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die Gebäudekategorie MFH gross (113'400 kWh, 51 kW) in thermischen Netzen mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers, n=46) und die in dieser Studie betrachteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse (n=19). Die Vollkosten für die fossilfreien Netze ohne Biomasse sind im Durchschnitt leicht höher, es gibt aber eine starke Überschneidung der Spannweiten, wo die Kosten der fossilfreien Netze in einem ähnlichen Bereich wie die Netze mit fossiler Spitzenlast sind. 64

Abbildung 27: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten Gebäudekategorie MFH gross (113'400 kWh, 51 kW) für thermische Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers n=46, inklusive der durchschnittlichen Kosten von 2025 bis 2050 für DAC zur Vermeidung von CO₂ Emissionen) und die in dieser Studie betrachteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse (n=19). Die durchschnittlichen Kosten sind für beide Kategorien von thermischen Netzen fast gleich. 65

Abbildung 28: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die Gebäudekategorie MFH gross (113'400 kWh, 51 kW) für thermische Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers n=46, inklusive der durchschnittlichen Kosten von 2025 bis 2050 für e-Methan zur



Vermeidung von CO ₂ Emissionen) und die in dieser Studie betrachteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse (n=19). Der Einsatz synthetischer Brennstoffe würde zu deutlich höheren Kosten führen und der Betrieb bestehender Netze mit Syngas wäre deutlich teurer als der Betrieb eines Netzes mit Wärmepumpen ohne fossile Brennstoffe.	66
Abbildung 29: Wärmegestehungskosten der Spitzenlast für verschiedene Technologien unter Annahme von 10 % Spitzenlast an der Gesamtwärme und Spitzenlastleistung von 2.5 MW. Die Gestehungskosten sinken für die Wärmeerzeugung mittels synthetischer Brennstoffe über die Jahre, sind aber in allen Jahren deutlich höher als die Wärmegestehungskosten für Spitzenlast mittels Wärmepumpen.	67
Abbildung 30: Wärmegestehungskosten der Spitzenlast für verschiedene Technologien unter Annahme von 10 % Spitzenlast an Gesamtwärme und Spitzenlastleistung von 0.5 MW. Die Gestehungskosten für die Variante mit Wärmepumpen im Szenario See sind hoch da die Investitionskosten für eine Wärmepumpe dieser Grösse höher sind als für grössere. Da in der Praxis aber zu erwarten ist, dass nur eine Wärmepumpe die Grund und Spitzenlast decken würde wären die Kosten deutlich niedriger.	87
Abbildung 31: Wärmegestehungskosten der Spitzenlast für verschiedene Technologien unter Annahme von 10 % Spitzenlast an Gesamtwärme und Spitzenlastleistung von 0.5 MW.	88



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kosten für CCS via Post Combustion Capture und DAC im Jahr 2050 laut Prognosen der Studie «Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS» der Energieperspektiven 2050+ (Kemmler et al., 2021) aufgeilt in die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO ₂ . Die Kosten für Post Combustion Capture sind niedriger als für DAC, diese gelten aber für wesentlich grössere CO ₂ Emittenten wie KVA. Für thermische Netze werden diese deutlich höher sein und DAC stellt auch aufgrund der beschränkten Platzverhältnisse die realistischere Technologie dar.	36
Tabelle 2: Mehrkosten pro kWh Spitzenlast für die CO ₂ -Vermeidung bei der Spitzenlastwärmeerzeugung mit Erdgas in thermischen Netzen mithilfe von Post-Combustion Capture oder DAC – bezogen auf 2030, 2050 und den Durchschnitt von 2025–2050.	38
Tabelle 3: Mehrkosten pro kWh Gesamtwärme unter der Annahme von 20% Anteil Spitzenlast für die CO ₂ -Vermeidung bei der Spitzenlastwärmeerzeugung mit Erdgas in thermischen Netzen mithilfe von Post Combustion Capture oder DAC – bezogen auf 2030, 2050 und den Durchschnitt von 2025–2050.	38
Tabelle 4: Mehrkosten pro kWh Spitzenlast für die CO ₂ -Vermeidung bei der Spitzenlastwärmeerzeugung durch den Ersatz von Erdgas mit e-Methan sowie Heizöl mit e-Methanol – in den Jahren 2030, 2050 und Durchschnitt von 2025–2050.	43
Tabelle 5: Mehrkosten pro kWh Gesamtwärme unter der Annahme von 20% Anteil Spitzenlast für die CO ₂ -Vermeidung bei der Spitzenlastwärmeerzeugung durch den Ersatz von Erdgas mit e-Methan sowie Heizöl mit e-Methanol – in den Jahren 2030, 2050 und Durchschnitt von 2025–2050.	43
Tabelle 6: Gebäudekategorien gemäss Bericht SolSeasStore für urbanes Gebiet (Zürich-Altstetten) mit Mittelwert für EBF, jährliche Wärmebedarf für Raumwärme (RW) und Warmwasser (WW) sowie dem jährlichen Gesamtwärmebedarf (Sauter et al., 2021).	45
Tabelle 7: Durchschnittliche EBF, jährlicher Wärmebedarf und Heizleistung der definierten Gebäudekategorien. Der jährliche Wärmebedarf wurde dem Bericht SolSeasStore (Sauter et al., 2021) entnommen und die Heizleistung anhand der Norm SIA 2024 (SIA, 2021) berechnet.	47
Tabelle 8: Wärmebedarf und Heizleistung der Gebäudekategorien angepasst für La Punt Chamues-ch und Silvaplana anhand der Heizgradtage und der Auslegetemperatur.	47
Tabelle 9: Wärmebedarf und Heizleistung der Gebäudekategorien angepasst für Göschenen anhand der Heizgradtage und der Auslegetemperatur.	47
Tabelle 10: Technische Annahmen zur Berechnung der Spitzenlastkosten.	49
Tabelle 11: Wirtschaftliche Annahmen zur Berechnung der Spitzenlastkosten bezüglich Kosten von synthetischen Brennstoffen und dem Strompreis.	49
Tabelle 12: Zusammensetzung des Strompreises für die Jahre 2025, 2030, 2040 und 2050.	49
Tabelle 13: Leistung und Wärmemenge der Spitzenlast nach Gesamtleistung der Energiezentrale... ..	50
Tabelle 14: Investitionskosten für die verschiedenen Spitzenlasterzeuger und Leistungskategorien. .	50
Tabelle 15: Wartungskosten pro Jahr für die verschiedenen Spitzenlasterzeuger und Leistungskategorien.	50
Tabelle 16: Durchschnittliche Kosten für die Wärmeerzeugung der Spitzenlast von 2025 bis 2050 für das Szenario einer Spitzenlastzentrale mit 2.5 MW Leistung und 10 % Spitzenlastanteil an der Gesamtwärme.	70
Tabelle 17: Durchschnittliche Mehrkosten pro kWh Spitzenlast von 2025 bis 2050 für den Einsatz von e-Methan zu Wärmeerzeugung im Vergleich mit Wärmepumpen und Wärmequelle Seewasser.	70



Tabelle 18: Durchschnittliche Mehrkosten pro kWh Spitzenlast von 2025 bis 2050 für den Einsatz von e-Methan zur Wärmeerzeugung im Vergleich mit Wärmepumpen und Wärmequelle Rechenzentrum.	70
Tabelle 19: Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2025.	85
Tabelle 20: Kosten Spitzenlast Methanolbrennkessel mit e-Methanol, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2025.	85
Tabelle 21: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2025.	86
Tabelle 22: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2025.	86
Tabelle 23: Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2030.	86
Tabelle 24: Kosten Spitzenlast Methanolbrennkessel mit e-Methanol, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2030.	86
Tabelle 25: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2030.	87
Tabelle 26: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2030.	87
Tabelle 27: Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2050.	87
Tabelle 28: Kosten Spitzenlast Methanolbrennkessel mit e-Methanol, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2050.	87
Tabelle 29: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2050.	88
Tabelle 30: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2050.	88
Tabelle 31: Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Durchschnitt der Jahre 2025 - 2050.	88
Tabelle 32: Kosten Spitzenlast Methanolbrennkessel mit e-Methanol, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Durchschnitt der Jahre 2025 - 2050.	88
Tabelle 33: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Durchschnitt der Jahre 2025 - 2050.	89
Tabelle 34: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Durchschnitt der Jahre 2025 - 2050.	89



Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
CAPEX	Capital Expenditures
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage (Kohlenstoffdioxidabscheidung und Speicherung)
DAC	Direct Air Carbon Dioxide Capture (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre)
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage
EBF	Energiebezugsfläche
EFH	Einfamilienhaus
ewb	Energie Wasser Bern
ewl	energie wasser luzern
GWP	Global Warming Potential
HVPI	harmonisierter Verbraucherpreisindex
IEA	Internationale Energieagentur
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Weltklimarat)
JRC	Joint Research Centre
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
LIK	Landesindex der Konsumentenpreise
MFH	Mehrfamilienhaus
MENA	Middle East and North Africa (Mittlerer Osten und Nordafrika)
QM	Qualitäts-Management
RW	Raumwärme
WW	Warmwasser

Währungsumrechnung

Alle Preise wurden mit dem Landesindex der Konsumentenpreise und dem harmonisierten Verbraucherpreisindex (HVPI) der Eurozone auf das Jahr 2024 inflationsbereinigt. Alle Fremdwährungen wurden mit dem durchschnittlichen Wechselkurs des Jahres 2024 (1 EUR = 0.95 CHF (Valuta FX, 2025)) in Schweizer Franken im Jahr 2024 umgerechnet.



1 Einleitung

1.1 Kontext

Ausgangslage - thermische Netze 2050: Nach dem Sonderbericht 2019 des Weltklimarates (IPCC) zur globalen Erwärmung von 1.5 °C hat der Bundesrat beschlossen, bis Mitte des Jahrhunderts eine ausgeglichene Treibhausgasbilanz anzustreben. Dieses Netto-Null-Ziel ist auch Gegenstand des «Klima- und Innovationsgesetzes» und damit gesetzlich verankert. Dabei soll der Wärmebedarf des Gebäudeparks von heute rund 90 auf 65 TWh pro Jahr gesenkt werden (Bundesamt für Energie BFE, 2023a).

Davon entfallen rund 70 % auf die Raumwärme. Bis 2050 sollen gemäss den Prognosen des Weissbuchs Fernwärme Schweiz 38 % des Wärmebedarfs für Raumwärme (17.3 TWh pro Jahr) durch thermische Netze gedeckt werden (Stres & Nussbaumer, 2014). Gemäss der Wärmestrategie 2050 wird auch eine fossilfreie Spitzenlastabdeckung angestrebt (Bundesamt für Energie BFE, 2023b). Bis dahin können thermische Netze jedoch weiterhin fossile Anlagen zur Spitzenlastabdeckung planen und einsetzen (Bundesamt für Energie BFE, 2023a), eine Ausstiegsstrategie ist bisher nicht ersichtlich.

Spitzenlast künftiger thermischer Netze: Die Internationale Energieagentur IEA (2023b) empfiehlt in ihrem Review der Schweizer Energiepolitik, Lösungen für die erneuerbare Deckung der Spitzenlast zu finden und zu nutzen. Im Planungshandbuch Fernwärme wird jedoch eher eine Grundlastabdeckung im Bereich von 80-90 % empfohlen, um die fossilen Emissionen möglichst gering zu halten (Nussbaumer, Thalmann, Jenni, et al., 2021). Auch das Bundesamt für Energie BFE (2023a) skizziert in seiner Vision für den Gebäudepark 2050 keine Möglichkeiten zur fossilfreien Spitzenlastabdeckung bzw. keinen verbindlichen Pfad oder konkrete Ziele für die Zeit nach 2025. Zumindest das QM-Holzheizwerke bietet in seinem Planungshandbuch einige Möglichkeiten zur fossilfreien Deckung des Wärmebedarfs (Good et al., 2022). Neben regenerativen Varianten mit Wärmepumpen oder Holzheizkesseln wird auch die Einbindung von Solarenergie in ein thermisches Netz dargestellt. In den genannten Grundlagenpapieren zu thermischen Netzen werden derzeit jedoch keine Ansätze oder Lösungen zur fossilfreien Spitzenlastabdeckung vorgeschlagen. Der fossile Anteil an der bereitgestellten Wärmeenergie liegt je nach Studie im Bereich zwischen 17 und 35 % (Bucher & Steingruber, 2023).

Hoffnung der Branche – aktuelle Praxis: In der Branche besteht die Hoffnung, dass Spitzenlastzeuger in Zukunft mit synthetischen Brennstoffen und damit fossilfrei betrieben werden können (Deschaintre, Hurni, et al., 2023). Dies setzt voraus, dass sich synthetische Brennstoffe tatsächlich durchsetzen und zukünftig in ausreichender Menge bzw. zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung stehen. Letzteres dürfte selbst unter Annahme optimistischer Rahmenbedingungen im Jahr 2050 kaum möglich sein (Fambri et al., 2022; Lampert, 2018). Insbesondere für die Schweiz ist die Nutzung von synthetischem Gas zur Wärmeerzeugung allein aufgrund der hohen Produktionskosten unwahrscheinlich (Teske et al., 2019). Unabhängig davon werden synthetisches Gas und Biogas knapp sein und sollten daher dort eingesetzt werden, wo Brenn- oder Treibstoffe nicht ersetzt werden können (Chemieindustrie und Prozesswärme für die Industrie sowie Flugverkehr). Die Nutzung von Biogas für die Spitzenlast würde dabei fast das gesamte Potential von Biogas aus inländischer Produktion benötigen (BFE, 2021a; Bucher & Steingruber, 2023). Die Verbrennung von Holz zur Spitzenlastabdeckung wird aufgrund der sich verschärfenden Versorgungssituation (siehe z.B. (Taverna, 2023)) und der bereits aufgezeigten Machbarkeit nicht betrachtet (siehe z.B. (AEW Energie AG, 2019)).

Unnötige CO₂-Emissionen: Aus heutiger Sicht ist es wahrscheinlich, dass die fossile Spitzenlastabdeckung so lange geplant und betrieben wird, wie dies ohne regulatorischen Druck oder andere Anreize möglich ist. Unternehmerisch geführte thermische Netze dürften bestrebt sein, den mit zunehmender Sanierungsrate des Gebäudebestandes sinkenden Wärmebedarf durch den Anschluss weiterer Verbraucher zu kompensieren. Fossile Spitzenlastkessel dürften daher ohne zusätzliche Massnahmen kaum ersetzt werden und aufgrund ihrer Lebensdauer von über 20 Jahren auch 2050 noch in Betrieb sein.



Erneuerbar und fossilfrei wäre heute schon möglich – wird aber selten realisiert: 100 % erneuerbare Netze waren 2021 noch eine Seltenheit. Lediglich 1.5% der erfassten Wärmemenge wird laut einer Umfrage bei Schweizer Energieversorgern zu 100% aus erneuerbaren Quellen (nicht Abwärme) geliefert (Bucher & Steingruber, 2023). Fossilfreie Netze ohne Holzverwendung sind darin noch keine dokumentiert.

Bedarf: 100 % erneuerbare und fossilfreie Lösungen, Konzepte und Know-How werden zwar generiert, bleiben aber träges Wissen. Es ist nicht genügend strukturiert oder abrufbar und eventuell zu kontextbezogen und daher wenig bekannt (Deschaintre, Thalmann, et al., 2023). Derzeit sind sehr viele thermische Netze in Planung. Deren Wärmeerzeuger werden eine Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren haben. Wird eine fossilfreie Lösung nicht von Anfang an in das Konzept integriert, kann ein Umstieg in 20 oder 30 Jahren schwierig oder gar unmöglich sein. Je schneller und besser insbesondere die Auftraggeber wie Gemeinden und die vielen kleinen Akteure erreicht werden, desto schneller und effizienter können die thermischen Netze der Schweiz dekarbonisiert und unnötige und zu kompensierende Treibhausgasemissionen vermieden werden.

1.2 Motivation und Inhalt der Studie

Auftraggeber und Planer sollen so schnell wie möglich zu mutigerem Handeln bewegt werden. Dazu müssen die Entscheidungsträger die Tragweite ihrer Entscheidungen über die Art der Spitzenlastdeckung und die damit verbundenen Risiken sowie die Risiken und Chancen einer fossilfreien Spitzenlastdeckung und Alternativen kennen. Hierzu werden in dieser Studie bestehende fossilfreie thermische Netze ohne Biomasse identifiziert und untersucht. Zur Darstellung und Kommunikation der Machbarkeit solcher Netze werden nebst diesem Bericht auch Factsheets zu ausgewählten thermischen Netzen veröffentlicht, welche diesem Bericht im Anhang (Kapitel 8.4) zugefügt sind. Zusätzlich werden verschiedene theoretische Möglichkeiten zur Dekarbonisierung thermischer Netze untersucht und deren realistisches Potential und Eintretenswahrscheinlichkeit aufgezeigt. Weiter werden die Wärmekosten fossilfreier thermischer Netze ohne Biomasse mit den durchschnittlichen Wärmekosten von thermischen Netzen in der Schweiz verglichen. Zusammenfassend wird eine Empfehlung abgegeben, wie thermische Netze am besten dekarbonisiert werden.



2 Theorie

2.1 Technologien für erneuerbare thermische Netze

2.1.1. Thermische Netze Generell

Thermische Netze können anhand ihrer jeweiligen Vorlauftemperaturen in Hochtemperatur und Niedertemperaturnetze unterteilt werden. Früher wurden typischerweise Hochtemperaturnetze mit Vorlauftemperaturen von über 60°C gebaut, während heute zunehmend auch solche mit Temperaturen unter 60°C gebaut werden (Mennel et al., 2019). Dies bietet die Vorteile einer möglichen Erschließung zusätzlicher erneuerbarer Wärmequellen und geringerer Leitungsverluste. Tiefere Vorlauftemperaturen sind hauptsächlich bei Neubauten und sanierten Gebäuden möglich. Zur Bereitstellung des Warmwassers können dezentrale Wärmepumpen verwendet werden oder die zeitlich geregelte Ladung via Ladefenster (kurzzeitig höhere Vorlauftemperaturen zur Füllung der Warmwasserspeicher). Bei besonders niedrigen Vorlauftemperaturen (< 20°C) spricht man auch von Anergienetzen, bei welchen die Nutzwärmeerzeugung nicht mehr zentral, sondern dezentral bei den einzelnen Häusern erfolgt. Diese bieten zudem den Vorteil, dass direkt mit dem Wasser im Netz auch gekühlt werden kann. Eine graphische Unterteilung der verschiedenen Netztypen ist in Abbildung 1 dargestellt.

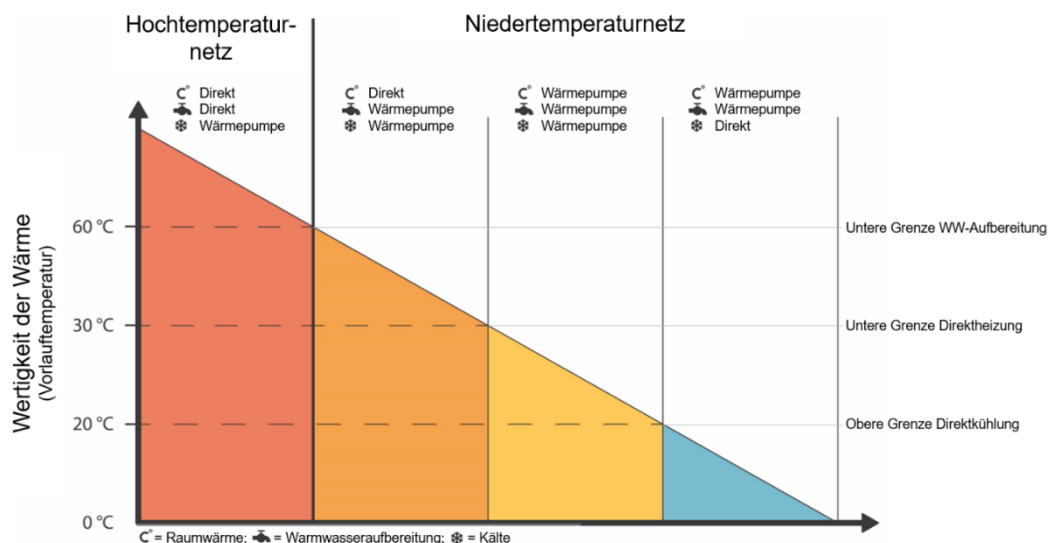


Abbildung 1: Einteilung thermischer Netze nach Vorlauftemperatur von Mennel et al. (2019) mit Ergänzungen von Nussbaumer et al. (2021). Thermische Netze mit einer Vorlauftemperatur von über 60°C können direkt Raumwärme und Brauchwarmwasser bereitstellen, während für die anderen Netze dezentrale Wärmepumpen benötigt werden. Netze mit einer Vorlauftemperatur unter 20 °C (auch Anergienetze) können direkt Kälte bereitstellen.

Für die wirtschaftliche Umsetzung eines thermischen Netzes ist eine hohe Wärmedichte erforderlich, d.h. ein hoher Wärmebedarf pro Leitungslänge. Städtische Gebiete weisen hier einen vorteilhafteren spezifischen Wärmebedarf auf, die Kosten für den Leitungsbau sind aber höher als in ländlichem Gebiet (Stres & Nussbaumer, 2014). Der Wärmepreis in thermischen Netzen setzt sich aus den Kosten für die Wärmeerzeugung und -verteilung zusammen. Für einen mit dezentralen Lösungen konkurrenzfähigen Preis dürfen somit die Wärmeverteilungskosten nicht zu hoch sein.

Die jährliche Wärmeproduktion für thermische Netzen beläuft sich in der Schweiz im Jahr 2020, je nach Quelle auf 6.5 – 11 TWh (Caputo et al., 2021; Deschaintre, Hurni, et al., 2023; Jakob et al., 2020). Der fossile Anteil an der bereitgestellten Wärmeenergie liegt je nach Studie im Bereich zwischen 17 und 35 % (Bucher & Steingruber, 2023). Der Leistungsanteil der (meist fossilen) Spitzenlast liegt dabei laut



«Planungshandbuch Fernwärme» (Nussbaumer, Thalmann, Jenni, et al., 2021) typischerweise zwischen 40 und 90 % der Maximalleistung.

Die Landschaft der thermischen Netze in der Schweiz ist geprägt von vielen kleinen Verbünden, d.h. vielen autonomen Netzen mit geringer Leistung. Caputo et al. (2021) zeigen, dass die Schweiz im Vergleich zu Italien über wesentlich mehr und kleinere Netze verfügt. So haben 31 % der Netze eine thermische Leistung < 0.5 MW. Nur 15 % der Netze haben eine Leistung von mehr als 5 MW. Weiter zeigen die Autoren, dass mehr als die Hälfte der thermischen Netze in den Jahren zwischen 2008 und 2018 in Betrieb genommen wurden.

Laut einem Bericht des Bundesrates (Der Bundesrat, 2021) liegt das realisierbare Potential für die Wärmeversorgung über thermische Netze je nach Studie zwischen 17 und 22 TWh/a. Es gibt somit noch ein grosses Ausbaupotential für thermische Netze. Wie hoch dieses für erneuerbare Wärmequellen ist, wird in Kapitel 2.1.2 genauer betrachtet.

2.1.2. Erneuerbare Wärmequellen: Direkt und indirekt nutzbare Quellen und Reservoirs

Im «Weissbuch Fernwärme Schweiz» (Stres & Nussbaumer, 2014) wurden die Wärmepotentiale verschiedener erneuerbarer Quellen betrachtet. Das totale Wärmepotential aus erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz beträgt 240 TWh/a und übertrifft somit den prognostizierten Wärmebedarf für Raumwärme von 45 TWh/a im Jahr 2050 um ein Vielfaches. Die Wärmepotentiale von den Quellen mit einem Temperaturniveau unter 60 °C (See-, Fluss-, Grundwasser und ARA) wurden anhand der Wärmemenge, welche mittels Wärmepumpen erzeugt werden kann, festgelegt. Das grösste Potential hat die Nutzung der Schweizer Seen mit 97 TWh/a, gefolgt von Tiefengeothermie mit 70 TWh/a. Die Wärmepotentiale für alle untersuchten Energiequellen sind in Abbildung 2 dargestellt. Nicht alle Abwärmequellen sind 100% erneuerbar, werden aber als CO₂ frei betrachtet, da gemäss dem Faktenblatt Abwärme des BFE (BFE, 2018) technisch nicht vermeidbaren Wärmeverlusten wie beispielsweise in Kehrrichtverwertungsanlagen (KVA) keine Treibhausgasemissionen zugeordnet werden.

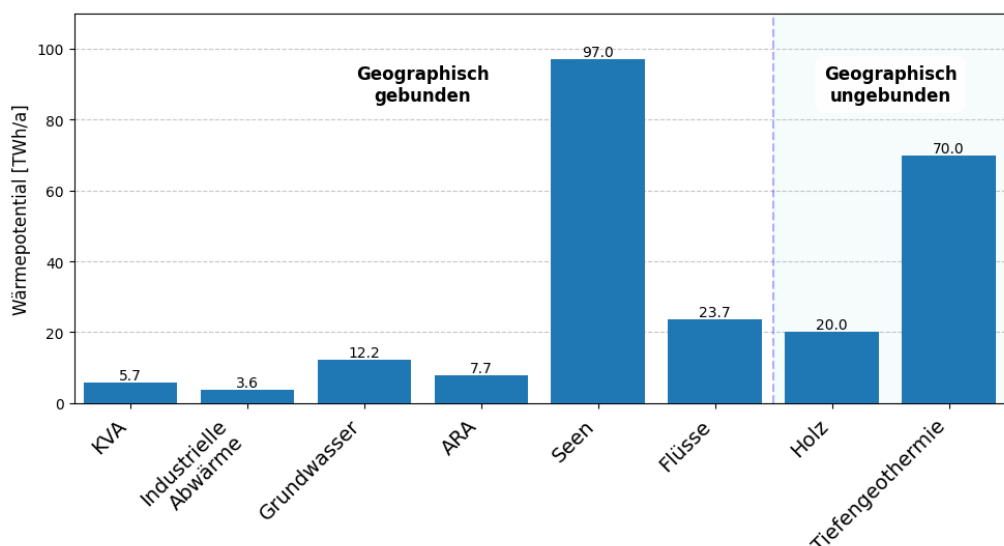


Abbildung 2: Theoretische Wärmepotentiale der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen der Schweiz basierend auf (Stres & Nussbaumer, 2014) unterteilt in geographisch gebunden und ungebunden. Die Wärmepotentiale von den Quellen mit einem Temperaturniveau unter 60 °C (See-, Fluss-, Grundwasser und ARA) wurde anhand der Wärmemenge, welche mittels Wärmepumpen erzeugt werden kann, festgelegt. Die Seen weisen bei den geographisch gebundenen Quellen das grösste Potential auf, während die Tiefengeothermie bei den geographisch ungebunden Quellen das grösste Potential aufweist.



Die erneuerbaren Quellen KVA, Tiefengeothermie sowie Holz, liefern Wärme auf einem Temperaturniveau, welches direkt zum Heizen in thermischen Netzen verwendet werden kann. Die Abwärme von ARA, sowie Seen, Flüsse und Grundwasser liefern Umweltwärme auf einem niedrigeren Temperaturniveau, welches mit Wärmepumpen noch erhöht werden muss. Diese Quellen bieten dafür die Möglichkeit im Sommer zu Kühlzwecken eingesetzt zu werden. Industrielle Abwärme kann je nach Quelle direkt oder indirekt via Wärmepumpen genutzt werden. Für das Potential der industriellen Abwärme wurde in der Studie von Stres & Nussbaumer (2014) nur Abwärme über 60 °C betrachtet, die Autoren schätzen aber, dass ein noch grösseres Potential im Bereich von 20-60 °C besteht.

Während bislang hauptsächlich Wärmequellen mit hoher Temperatur genutzt wurden, nimmt der Anteil an Quellen mit niedrigen Temperaturen bei thermischen Netzen zu, dank diversen Netzen mit Seewasser und Abwärme von Abwasserreinigungsanlagen als Wärmequelle (Hangartner et al., 2020). Die Arbeitszahl der Wärmepumpe ist dabei abhängig von der Quelltemperatur und der gewünschten Vorlauftemperatur des thermischen Netzes. Je kleiner der Temperaturhub ist, desto höher die Arbeitszahl der Wärmepumpe, wodurch der elektrische Energiebedarf für die gleiche Menge an Wärmeenergie geringer ist.

Das Potential der Schweizer Seen ist sehr hoch, aber standortgebunden. Durch die Lage vieler Schweizer Städte an Seen ist es aber durchaus realistisch nutzbar (Stres & Nussbaumer, 2014). Unter den standortgebundenen Quellen weisen Flüsse und Grundwasser das zweit und dritthöchste Potential auf. Für das Potential der Abwärme von ARAs, wurden nur grössere ARAs betrachtet, wovon es fast 300 in der Schweiz gibt. Das Potential ist mit 7.7 TWh/a beachtlich und fällt zudem in der Nähe von Städten an.

Das Potential von KVA ist stark standortgebunden, kann aber im Vergleich zu heute (4 TWh/a in 2023 (BFE, 2023)) noch deutlich ausgebaut werden auf bis zu 5.7 TWh/a. Das in der Studie prognostizierte höhere Potential für KVA in der Zukunft basiert nicht auf einer Zunahme der Abfallmenge, sondern einer Effizienzsteigerung bei der Wärmegewinnung.

Bei den geographisch ungebundenen Quellen wird für Tiefengeothermie ein hohes Potential von 70 TWh/a geschätzt. Theoretisch kann diese Wärmequelle in der ganzen Schweiz genutzt werden, der hohe Platzbedarf während der Erschliessung der Tiefengeothermie (5'400 m² pro Bohrung) lässt eine Umsetzung in städtischen Gebieten aber eher unwahrscheinlich erscheinen (Stres & Nussbaumer, 2014). Heute beträgt das genutzte Potential erst 0.2 TWh/a (Geothermie Schweiz, 2020). Das wirtschaftlich nutzbare Potential wird laut Geothermie Schweiz (Geothermie Schweiz, 2020) auf 8 TWh/a geschätzt. Laut Geothermie Schweiz besteht zudem ein Potential von 9 TWh/a in der untiefen Geothermie, wobei heute schon 4 TWh/a genutzt werden.

Während das Potential von Holz hoch ist (20 TWh/a) sollte es längerfristig aufgrund der hohen erreichbaren Temperaturen nicht mehr zur Raumwärmeproduktion sondern nur für industrielle Prozesse eingesetzt werden (Stres & Nussbaumer, 2014). Eine neuere Studie von Thes et al. (2017) schätzt das nachhaltig nutzbare Potential auf 14 TWh/a, wovon aktuell bereits 10 TWh/a genutzt werden.

Solarthermie wurde im Weissbuch Fernwärme nicht betrachtet, kann aber laut der Studie SolCAD (von Gunten et al., 2021) zur Unterstützung im Bereich von 10 - 30 % der Gesamtleistung in thermischen Netzen verwendet werden. Die Wärmeproduktion ist in den Sommermonaten am höchsten. Durch die Verwendung von Vakuumkollektoren kann der Wintertrag erhöht werden, wie die Anlage «Solar CAD 2» aufzeigt, welche an das thermische Netz der Genfer Stadtwerke (Services industriels de Genève/SIG) angeschlossen ist (swisspower, 2021). Laut Analysen der Studie SolCAD (von Gunten et al., 2021) kann Solarthermie bis 2050 4 - 12 % der Wärme für thermische Netze bereitstellen.

Die bereits erwähnte Studie "Weissbuch Fernwärme Schweiz" (Stres & Nussbaumer, 2014) teilte die verschiedenen erneuerbaren Wärmequellen aufgrund ihrer geographischen Lage sowie der Wirtschaftlichkeit Clustern von potentiellen Gebieten für thermische Netze zu, die eigens in der Studie ermittelt wurden. Somit wurde ermittelt, welcher Anteil des theoretischen Potentials der erneuerbaren Wärmequellen (siehe Abbildung 2) tatsächlich nutzbar ist. Laut der Studie kann das gesamte darin ermittelte Potential für thermische Netze in der Schweiz von 17.3 TWh/a durch erneuerbare Quellen wirtschaftlich



bereitgestellt werden. Die Verteilung und Zuordnung der Potentiale von verschiedenen erneuerbaren Quellen sind in Abbildung 3 aufgeführt. Das industrielle Abwärmepotential von 3.6 TWh/a wurde bei der Zuordnung aufgrund fehlender Lokalisierungsdaten ausgeschlossen. Der Anteil der Wärmequelle See ist mit fast 30 % am grössten, gefolgt von Abwärme aus KVA mit 21 %. Die restlichen Wärmequellen machen einen Anteil von je ca. 10 % aus.

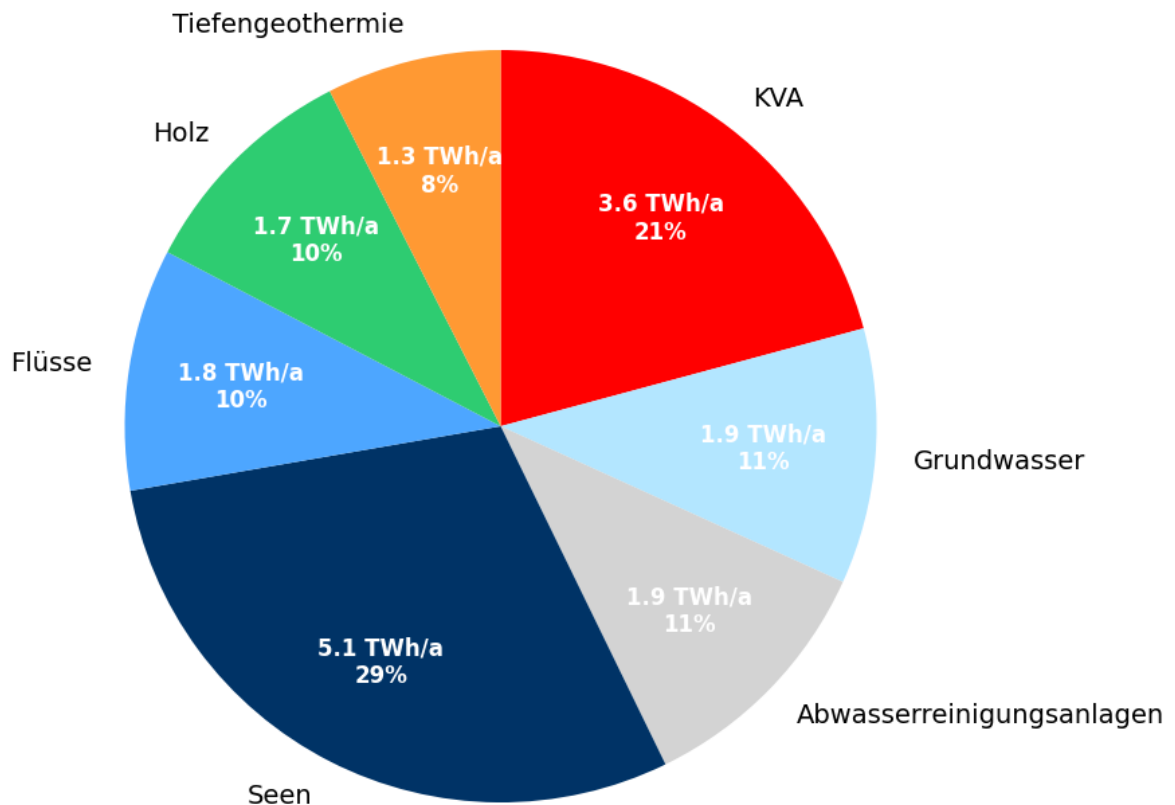


Abbildung 3: In der Studie «Weissbuch Fernwärme» (Stres & Nussbaumer, 2014) nach geographischer Lage und Wirtschaftlichkeit zugeordnete Potentiale erneuerbarer Energiequellen für thermische Netze und deren Anteile am in der Studie ermittelten wirtschaftlich realisierbaren Gesamtpotential von 17.3 TWh/a für thermische Netze in der Schweiz. Die dargestellten Potentiale sind somit der laut der Studie tatsächlich nutzbare Anteil des theoretischen Potentials (siehe Abbildung 2). Seen und KVA weisen dabei die grössten Anteile auf, die restlichen Quellen haben alle einen Anteil von ca. 10 %.

2.1.3. Thermische Speicher

Laut dem Bericht «Kurzübersicht 2021 – Energiespeichertechnologien» (Oberholzer, 2021) des BFE lassen sich thermische Speicher in sensible Speicher, Latentwärmespeicher und thermochemische Speicher unterteilen. Bei sensiblen Speichern wird die spezifische Wärmekapazität des Speichermediums zur Speicherung der Energie genutzt, welches auf eine höhere Temperatur erwärmt wird. Diese Art von Speichern ist gut erforscht und weit verbreitet. Beispiele hierfür sind regenerierende Erdsonden, Grubenspeicher und Wasserspeicher. Grössere Speicher für thermische Netze werden bereits in Ländern wie Dänemark und Schweden industriell genutzt (EASE/EERA, 2017).

Latente Speicher nutzen den Phasenwechsel des Speichermediums für die Speicherung der thermischen Energie (Oberholzer, 2021). Der Phasenübergang findet materialspezifisch an unterschiedlichen Temperaturniveaus statt. Diese Art von Speicher weist eine höhere Energiedichte und konstantere Betriebstemperaturen auf im Vergleich mit sensiblen Wärmespeichern. Speicher mit tiefen Phasenwechseltemperaturen wie Eisspeicher sind kommerziell verfügbar und weit verbreitet (EASE/EERA, 2017).



Systeme mit höheren Temperaturen (bis zu 100 °C) basierend auf Salzhydraten sind teilweise kommerzialisiert, benötigen aber noch weitere Forschung.

Thermochemische Speicher basieren auf reversiblen chemischen Reaktionen, wobei bei der Trennung der Stoffe Wärme zugeführt wird und bei der Rekombination Wärme freigesetzt wird (Oberholzer, 2021). Diese Art von Wärmespeicherung ist heute aber noch hauptsächlich in der Forschung und Entwicklungsphase (EASE/EERA, 2017).

Für thermische Netze wird in der Schweiz momentan auf sensible Speicher gesetzt. So werden unter anderem Heisswasserdruckspeicher, drucklose Wasserspeicher sowie Erdwärmesondenfelder verwendet (Deschaintre, Felber, et al., 2023). Die Speicherung im Untergrund befindet sich noch in der Demonstrationsphase. So wurde z.B. bei der Energiezentrale Forsthaus von Energie Wasser Bern (ewb) die Speicherung von 90 °C heissem Wasser in einer Tiefe von 200 – 500 m untersucht, wobei festgestellt wurde, dass die Zirkulation des Wassers an diesem Standort nicht ausreichend ist (ewb, 2025).

2.2 Erwartete THG-Emissionen bei aktueller Strategie

Unter der Annahme von 17.3 TWh Wärmeproduktion für thermische Netze im Jahr 2050 gemäss Weissbuch Fernwärme (Stres & Nussbaumer, 2014) sowie bei einer angenommenen durchschnittlichen fossilen Spitzenlastabdeckung von 10 % der Wärmemenge (Zielwert gemäss «Planungshandbuch Fernwärme» (Nussbaumer, Thalmann, Jenni, et al., 2021)) durch Erdgas führt dies zu Emissionen von rund 350'000 tCO₂-eq (0.35 MtCO₂-eq) pro Jahr in 2050. Bleibt es bei dem heutigen fossilen Anteil von rund 20 %, wären es sogar rund 700'000 tCO₂-eq (0.7 MtCO₂-eq) pro Jahr, die z.B. mittels Carbon Capture and Storage (CCS) abgetrennt und dauerhaft gespeichert werden müssten. Für eine höhere Annahme der Wärmeproduktion in thermischen Netzen im Jahr 2050, wären die CO₂-Emissionen dementsprechend höher mit bis zu 0.9 MtCO₂-eq pro Jahr. Unter Verwendung des Mittels beider Werte kann von Emissionen von bis zu ca. 0.8 MtCO₂-eq pro Jahr ausgegangen werden. Dies ist eine relevante Menge im Vergleich mit dem gesamten THG-Emissionen von 41.63 MtCO₂-eq im Jahr 2022 für die ganze Schweiz (territorial) und geplanten Restemissionen von 11.9 MtCO₂-eq im Jahr 2050 gemäss den Energieperspektiven 2050+ (Bundesamt für Energie BFE, 2020; Bundesamt für Umwelt BAFU, 2024). In den beiden folgenden Kapiteln werden die Kosten und der Nutzen der in der Industrie diskutierten Lösungen wie Carbon Capture and Storage und synthetische Brennstoffe zur Vermeidung dieser Emissionen aufgezeigt und diskutiert.

2.3 Carbon Capture and Storage

Eine grundsätzliche Möglichkeit zur Vermeidung von CO₂-Emissionen stellt Carbon Capture and Storage (CCS) dar. Der Prozess von CCS kann dabei in die Schritte der Abscheidung von CO₂, des Transportes des CO₂ und der dauerhaften Einlagerung unterteilt werden. Zur Beurteilung des Einsatzes von CCS in thermischen Netzen für Dekarbonisierungszwecke werden in diesem Kapitel die Kosten, Potentiale und Risiken der einzelnen Prozessschritte dargelegt.

2.3.1. CO₂-Abscheidung

Als Technologien für die CO₂-Abscheidung kommen einerseits Post-Combustion Capture, d.h. die Abscheidung von CO₂ im Abgas an einer Punktquelle, sowie andererseits Direct Air Capture (DAC), d.h. die Entnahme von CO₂ aus der Umgebungsluft infrage. Rein technisch betrachtet ist die Nachrüstung von CCS via Post-Combustion Capture Technologie grundsätzlich bei allen Anlagen möglich. Die Kosten für die Nachrüstung einer solchen Anlage sind aber für kleine Mengen an abgeschiedenem CO₂ deutlich höher als für grosse Mengen. So wurden in der Studie «Carbon Capture & Storage (CCS) - Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050» (Albicker et al., 2023) sinkende Investitionskosten (Capital Expenditures - CAPEX) mit zunehmender Menge an abgeschiedenem CO₂ ermittelt, siehe Abbildung 4.

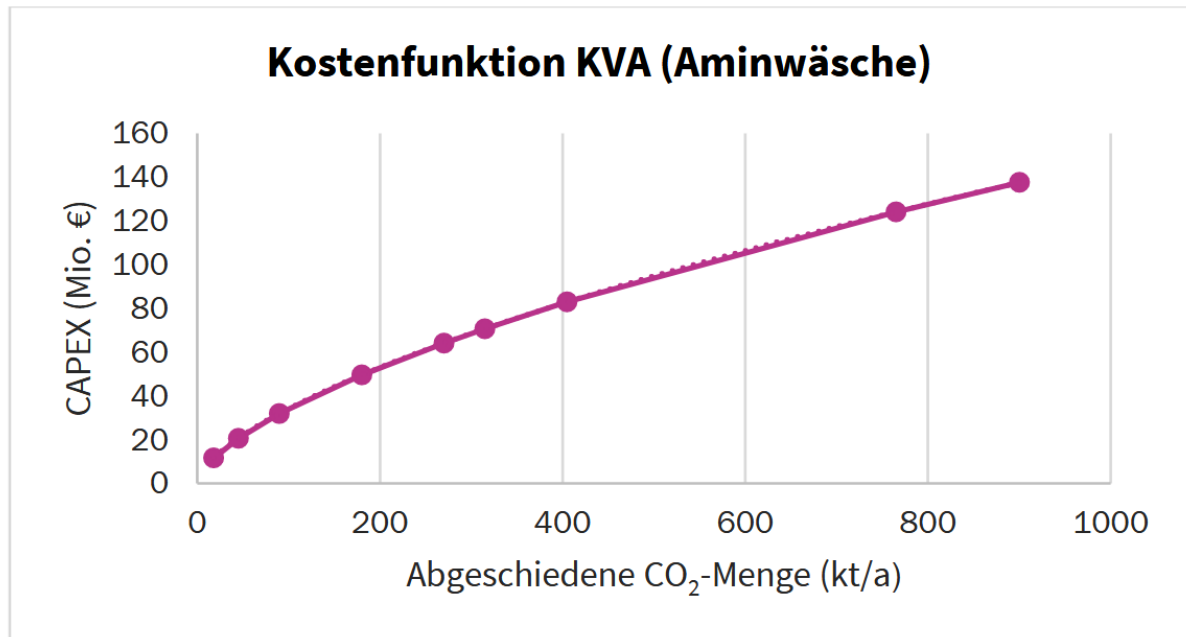


Abbildung 4: Investitionskosten (CAPEX) in Mio. EUR pro abgeschiedene Menge CO₂ für KVA aus der Studie «Carbon Capture & Storage (CCS) - Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050» (Albicker et al., 2023) im Auftrag des BAFU mit der Kostenfunktion basierend auf (Beiron et al., 2022). Die spezifischen Kosten sinken dabei mit zunehmender Menge CO₂.

Viele thermische Netze sind eher klein und stossen somit im Verhältnis zu anderen geplanten Anwendungen von CCS wie beispielsweise Zementfabriken und KVA nur eine geringe Menge CO₂ aus. Zudem fallen die Emissionen unregelmässig und stark schwankend an, was eine hohe Abscheidekapazität bei niedrigen Gesamtmenge an jährlichen CO₂-Emissionen und somit höhere spezifische Investitionskosten pro abgeschiedene Tonne CO₂ verursacht. Dies lässt sich am Beispiel der KVA Linth aufzeigen, welche den Einsatz von CCS bei ihrer Anlage prüft. Diese Anlage verursacht einen jährlichen CO₂-Ausstoss von rund 110'000 Tonnen. Im Vergleich dazu emittiert die Energiezentrale eines thermischen Netzes mit 10 MW Leistung (Top 15 % der grössten Anlagen nach Heizleistung) nur ca. 800 Tonnen CO₂ pro Jahr, basierend auf 2'000 Volllaststunden und einer Spitzenlastdeckung von 20 % der Gesamtwärme durch Erdgas. Die spezifischen Investitionskosten pro abgeschiedene Tonne CO₂ wären laut der Kostenfunktion von Beiron et al. (2022) für das besagte thermische Netz mehr als 5 mal höher als für die KVA Linth. Somit wird die lokale Abscheidung von CO₂ als eher unwahrscheinlich betrachtet für die Vermeidung der CO₂-Emissionen von thermischen Netzen. Zusätzlich ist oft der Platz begrenzt, was die Nachrüstung einer CO₂-Abscheidungsanlage schwierig machen kann.

Die alternative Technologie für einen Netto-Null Betrieb der thermischen Netze via CCS stellt DAC dar. Die IEA geht in ihrer Studie "Direct Air Capture A key technology for net zero" (International Energy Agency, 2022) für das "Net Zero Emissions by 2050" Szenario von einer Abscheidemenge von 85 MtCO₂ im Jahr 2030 und 980 MtCO₂ im Jahr 2050 aus. Dies wäre eine deutliche Steigerung der Abscheidungsrate ausgehend von 0.01 MtCO₂ im Jahr 2022. Während das prognostizierte zukünftige Potential somit sehr hoch ist, kann aktuell nur eine sehr kleine Menge an CO₂ via DAC abgeschieden werden.

Ein grosses Hindernis für den weiteren Ausbau von DAC stellen die aktuell hohen Kosten dar. Aktuelle Daten nur zu den Abscheidungskosten sind nicht verfügbar, aber die gesamten Kosten für DAC sind aktuell bei 900 CHF/tCO₂ gemäss Angaben von Climeworks (Climeworks, 2025). Es wird angenommen, dass die Kosten für die Abscheidung via DAC bis 2030 auf 424 CHF/tCO₂ und bis 2050 auf 292 CHF/tCO₂ sinken (Kemmler et al., 2021).



Die in der Literatur vorhandenen Angaben zu den Kosten für Post Combustion Capture sind deutlich niedriger, hier ist aber zu beachten, dass diese für Anlagen mit deutlich höheren CO₂ Emissionen gelten als thermische Netze (mindestens Faktor 100). Gemäss dem «Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS» der Energieperspektiven 2050+ (Kemmler et al., 2021) liegen die heutigen Kosten für die CO₂-Abscheidung aus der Abluft in der Literatur im Bereich von 24 - 112 CHF/tCO₂ für KVA. (Kemmler et al., 2021). Für Anlagen in der Schweiz gehen die Autoren von einem Preis von 159 CHF/tCO₂ im Jahr 2020 aus, welcher linear auf 104 CHF/tCO₂ im Jahr 2050 sinken soll (Kemmler et al., 2021). In aktuellen Projekten können die Kosten deutlich höher sein, so werden bei der KVA Linth Gesamtkosten von 230 – 500 CHF/tCO₂ erwartet (Marxer et al., 2024). Die Kosten für die Abscheidung von einem Gasbrennkessel werden eher noch höher liegen, da der CO₂-Anteil im Abgasstrom geringer ist (4-7%) als bei KVA (9-10%) und der Abscheideprozess daher weniger effizient ist. Zudem sind die gesamten CO₂-Emissionen in einem thermischen Netz im Vergleich zu einer KVA gering, was die Investitionskosten pro abgeschiedener CO₂ Menge erhöht.

Der Einsatz von CCS via Post Combustion Capture führt bei der Verbrennung von fossilem Material zu einer Vermeidung von CO₂ Emissionen und bei der Verbrennung von biogenem Material zu negativen Emissionen. Die Abscheiderate von Post Combustion Capture liegt bei maximal 90%, wobei in der Praxis der Wert oft niedriger ist, somit wird immer ein Teil des erzeugten CO₂ emittiert (Kemmler et al., 2021; Lockwood, 2024). CCS via DAC führt immer zu negativen Emissionen. Es muss zudem beachtet werden, dass 1 Tonne abgeschiedenes CO₂ nicht direkt 1 Tonne weniger CO₂ in der Atmosphäre bedeutet. Dies da die CO₂-Abscheidung via Post Combustion oder DAC ebenfalls zu CO₂-Emissionen führt. So liegen die Energieeinbussen durch den Strom und Wärmebedarf des Abscheideprozesses bei Post Combustion Anlagen für Kraftwerke und KVA zwischen 15 und 30 % (Kemmler et al., 2021). Somit steigt der Verbrauch des Energieträgers für die gleiche Strom- oder Wärmeproduktion.

Bei DAC muss zwischen Technologien unterschieden werden, die auf Absorption oder Adsorption basieren. Für absorptionsbasierte DAC-Anlagen wird in der Literatur eine Bandbreite von 1'400 - 2'500 kWh_{th}/tCO₂ für den Wärmebedarf und 200 – 1'500 kWh_{el}/tCO₂ für den Strombedarf angegeben (Kemmler et al., 2021). Für adsorptionsbasierte DAC-Anlagen liegt die Bandbreite bei 1'200 - 2'200 kWh_{th}/tCO₂ für den Wärmebedarf und 250 – 1'000 kWh_{el}/tCO₂ für den Strombedarf. Die entstehenden CO₂-Emissionen hängen stark von der Wärmequelle und dem Strommix ab. Gemäss einer LCA-Studie von Deutz und Bardow (2021) liegt die Effizienz der CO₂-Abscheidungsanlagen vom Climeworks bei 85.4 – 93.1 %, was 0.146 bzw. 0.069 tCO₂-Emissionen pro abgeschiedene tCO₂ entspricht. Der CO₂-Ausstoss pro abgeschiedener Tonne CO₂ kann deutlich höher sein, wenn Wärmepumpen anstelle von Abwärme für die benötigte Wärmeenergie eingesetzt werden. So läge die Effizienz der CO₂ Abscheidung mittels DAC mit dem prognostizierten globalen Strommix im Jahr 2030 (277 gCO₂e/kWh) bei 66.7 % bzw. 0.33 tCO₂ emittiert pro tCO₂ abgeschieden (Deutz & Bardow, 2021).

Sofern keine Abwärmequelle zur Verfügung steht und der Strommix eine hohe CO₂ Bilanz aufweist, besteht somit das Risiko, dass erhebliche Mengen an CO₂ indirekt verursacht werden.

2.3.2. Transport

Da die CO₂ Abscheideanlagen geographisch von den Lagerstätten getrennt sind und es zudem nur wenige zentrale Lagerstätten (momentan keine in der Schweiz) gibt, muss das CO₂ vom Ort der Abscheidung zum Ort der Speicherung transportiert werden. Das abgeschiedene CO₂ kann per Lastwagen, Zug, Schiff oder Pipeline transportiert werden. Der Transport per Lastwagen ist nur für kleine Mengen und kurze Distanzen sinnvoll, der Transport via Pipeline ist am effizientesten und wird als Endausbaustufe der Transportinfrastruktur betrachtet (Kemmler et al., 2021). Der Transport mit dem Zug eignet sich als Zwischentransport, während mit dem Schiff offshore Lagerstätten erreicht werden können.

Gemäss der Studie «Shaping the future CO₂ transport network for Europe» des Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission (Tumara, et al., 2024) könnte bis 2030 ein Pipelinenetzwerk für den Transport des abgeschiedenen CO₂ zu den Lagerstätten in einer Länge von 6'700 bis 7'300 km entstehen und bis 2050 von 15'000 bis 19'000 km Länge. Dies würde Kosten von ca. 6.2 bis 18.5



Mrd. CHF bis 2030 und ca. 8.8 bis 22 Mrd. CHF bis 2050 verursachen. Die Schweiz wurde in der Studie nicht betrachtet und müsste sich bei einem allfälligen Ausbau eines solchen CO₂ Netzwerks um einen Anschluss bemühen. Das heute bereits vorhandene Gaspipelinennetzwerk kann für den Transport von CO₂ nur zu einem sehr kleinen Teil wiederverwertet werden. Somit wird neue Infrastruktur für den EU-weiten Transport von CO₂ benötigt. Ob in naher Zukunft ein Pipeline Netzwerk in dieser Grösse entstehen wird, ist mit Unsicherheiten verbunden. Bislang wurden diverse Projekte für den Bau von Pipelines zum CO₂ Transport angekündigt. Geografisch liegen die angekündigten Projekte hauptsächlich im Norden von Europa (unter anderem in den Niederlanden, Deutschland und Dänemark).

Für den Transport werden die Kosten von heute bis 2050 als konstant angenommen, aktuell für den Transport in der Schweiz per Zug mit 34 CHF/tCO₂ und im Ausland per Pipeline mit 15 CHF/tCO₂ (Kemmler et al., 2021).

2.3.3. Speicherung

Für die Speicherung von CO₂ in der Schweiz bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten, entweder die Speicherung in Abbruchbeton oder unterirdisch in Gesteinsschichten (Siegwart et al., 2024). Laut Schätzungen von Tiefenthaler et al. (2021) beträgt das Potential für die Speicherung von CO₂ in Betonabbruch 35'000 tCO₂ (0.035 MtCO₂) im Jahr 2021 und 560'000 tCO₂ (0.56 MtCO₂) im Jahr 2050, das deutlich höhere Potential in 2050 resultiert aus einer Steigerung der jährlichen Menge an Abbruchbeton sowie Verbesserungen im Prozess der Karbonisierung.

Geologische Lagerstätten für CO₂ umfassen grundsätzlich saline Aquifere sowie erschöpfte Öl- und Gaslagerstätten), wobei die salinen Aquifere weltweit das grösste Potential für die Speicherung haben (Global CCS Institute, 2022; Kühn, 2011). In der Schweiz wird von einem Lagerpotential von 50 - 150 MtCO₂ in salinen Aquiferen ausgegangen, wobei weitere Untersuchungen notwendig sind (BFE, 2021b; Diamond, 2019). In Europa werden die geologischen Lagerkapazitäten auf 482 GtCO₂ geschätzt (Anthonsen & Christensen, 2021).

Ein Umweltrisiko der Speicherung von CO₂ im Untergrund ist das Entweichen von CO₂ aus den Lagerstätten durch Leckagen (Kemmler et al., 2021). Dabei können Schadstoffe aus dem Untergrund freigesetzt werden oder salziges Grundwasser aus tiefen Aquiferen verdrängt werden. Basierend auf Erfahrungen vom Sleipner-Projekt, in dem seit 1996 CO₂ in der Nordsee gespeichert wird, wird davon ausgegangen, dass kleine Mengen CO₂ wieder austreten können, die Auswirkungen werden jedoch als sehr gering eingeschätzt (Monastersky, 2013). Um die gespeicherte CO₂-Menge zu überwachen und potenzielle Leckagen an Bohrlöchern frühzeitig zu erkennen und zu beheben, ist ein kontinuierliches Monitoring der Lagerstätten erforderlich. Unter einer korrekten Überwachung der Lagerstätte wird davon ausgegangen, dass nur eine sehr geringe Menge an CO₂ pro Jahr freigesetzt wird und über einen Zeitraum von 10'000 Jahren 98 % (50% Wahrscheinlichkeit) resp. 93 % (95% Wahrscheinlichkeit) des gespeicherten CO₂ im Untergrund verbleibt (Alcalde et al., 2018). Es existieren jedoch noch keine ausreichenden Langzeiterfahrungen zur Speicherung von CO₂, weshalb es auch kritische Stimmen gibt, welche das Risiko von Leckagen sowie die wissenschaftlichen Unsicherheiten in Bezug auf die Dauerhaftigkeit der CO₂-Speicherung hervorheben (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, 2023). Konkrete Projekte zur Speicherung von CO₂ wie Sleipner und Snøhvit stellen zudem die Zuverlässigkeit und Praktikabilität infrage, da trotz detaillierter Studien und über 150 wissenschaftlichen Publikationen unerwartete Probleme auftraten, welche dazu hätten führen können, dass CO₂ entweicht oder nur in deutlich geringeren Mengen gespeichert werden kann (Hauber, 2023).

Für die Speicherung in der Schweiz wird mit Kosten von 42 CHF/tCO₂ heute und 32 CHF/tCO₂ im Jahr 2050 gerechnet, im Ausland in salinen Offshore-Aquiferen mit 21 CHF/tCO₂ im Jahr 2020 und 11 CHF/tCO₂ im Jahr 2050 (Kemmler et al., 2021).

2.3.4. Gesamtpotential und Kosten

Das Potential für die Speicherung von CO₂ in der Schweiz ist mit 50 - 150 MtCO₂ gering. Unter der Annahme, dass die Restemissionen der Schweiz von 11.8 MtCO₂-eq (Bundesamt für Energie BFE,



2020) im Jahr 2050 mittels CCS oder DAC abgeschieden und in der Schweiz gespeichert werden sollten, wäre die Speicherkapazität schon nach wenigen Jahren ausgeschöpft. Ein Teil der Emissionen muss somit im Ausland gespeichert werden. So wird z.B. auch im Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ mit einem linearen Anstieg der inländischen CO₂ Speicherung auf bis zu 3 MtCO₂/Jahr im Jahr 2050 gerechnet, während die restliche Menge CO₂ im Ausland gespeichert werden soll (Bundesamt für Energie BFE, 2020).

Die günstigste Variante im Jahr 2050 mit Post Combustion Capture wäre demnach der Transport in der Schweiz per Zug und dann im Ausland mit der Pipeline, sowie die Speicherung im Ausland. Diese Variante würde gemäss dem Exkurs CCS der Energieperspektiven 2050+ (Kemmler et al., 2021) insgesamt 166 CHF/tCO₂ kosten. Unter der Annahme eines konstanten Anteils fossiler Spitzenlast und damit einhergehenden Emissionen von 700'000 tCO₂-eq pro Jahr (siehe Kapitel 2.4) würde dies Kosten von 116.2 Mio. CHF pro Jahr verursachen. Für ein thermisches Netz mit einem Spitzenlastanteil von 20 % an der Gesamtwärme (heutiger Durchschnitt) würde dies im Jahr 2050 Mehrkosten von 3.4 Rp./kWh für die Spitzenlast und 0.7 Rp./kWh für die Gesamtwärme verursachen. Diese Kosten stellen jedoch eher eine Untergrenze dar, da sie für grössere Anlagen gelten. Die Kosten für kleine Post-Combustion-Anlagen in thermischen Netzen werden höchstwahrscheinlich höher sein.

Für die günstigste Variante mit DAC werden die Kosten im Jahr 2050 auf insgesamt 318 CHF/tCO₂ geschätzt (Kemmler et al., 2021). Dies für eine DAC-Anlage im Ausland mit anschliessendem Transport per Pipeline sowie Speicherung im Ausland. Gemäss einer neueren Studie der ETH (Sievert et al., 2024) liegen die Kosten in einer Bandbreite von 206 CHF bis 495 CHF (90% Vertrauensintervall), so dass noch grosse Unsicherheiten bestehen und die Kosten auch deutlich höher ausfallen könnten. Unter der Annahme eines konstanten Anteils fossiler Spitzenlast und damit einhergehenden Emissionen von 700'000 tCO₂-eq pro Jahr (siehe Kapitel 2.4) würden die Kosten für die Dekarbonisierung der thermischen Netze 222.6 Mio. CHF pro Jahr betragen. Für ein typisches thermisches Netz mit einem Spitzenlastanteil von 20 % an der Gesamtwärme (heutiger Durchschnitt) würde dies Mehrkosten von 6.6 Rp./kWh pro kWh Spitzenlast und 1.3 Rp./kWh Gesamtwärme verursachen. Würde DAC bereits heute eingesetzt, würde dies bis 2050 im Schnitt Mehrkosten von 10.1 Rp./kWh für die Spitzenlast und 2 Rp./kWh für die Gesamtwärme verursachen.

Tabelle 1: Kosten für CCS via Post Combustion Capture und DAC im Jahr 2050 laut Prognosen der Studie «Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS» der Energieperspektiven 2050+ (Kemmler et al., 2021) aufgeteilt in die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂. Die Kosten für Post Combustion Capture sind niedriger als für DAC, diese gelten aber für wesentlich grössere CO₂ Emittenten wie KVA. Für thermische Netze werden diese deutlich höher sein und DAC stellt auch aufgrund der beschränkten Platzverhältnisse die realistischere Technologie dar.

	Kosten 2050 – Post Combustion Capture (CHF/tCO ₂)	Kosten 2050 – DAC (CHF/tCO ₂)
Abscheidung	104	292
Transport	52	16
Speicherung	11	11
Total	166	318

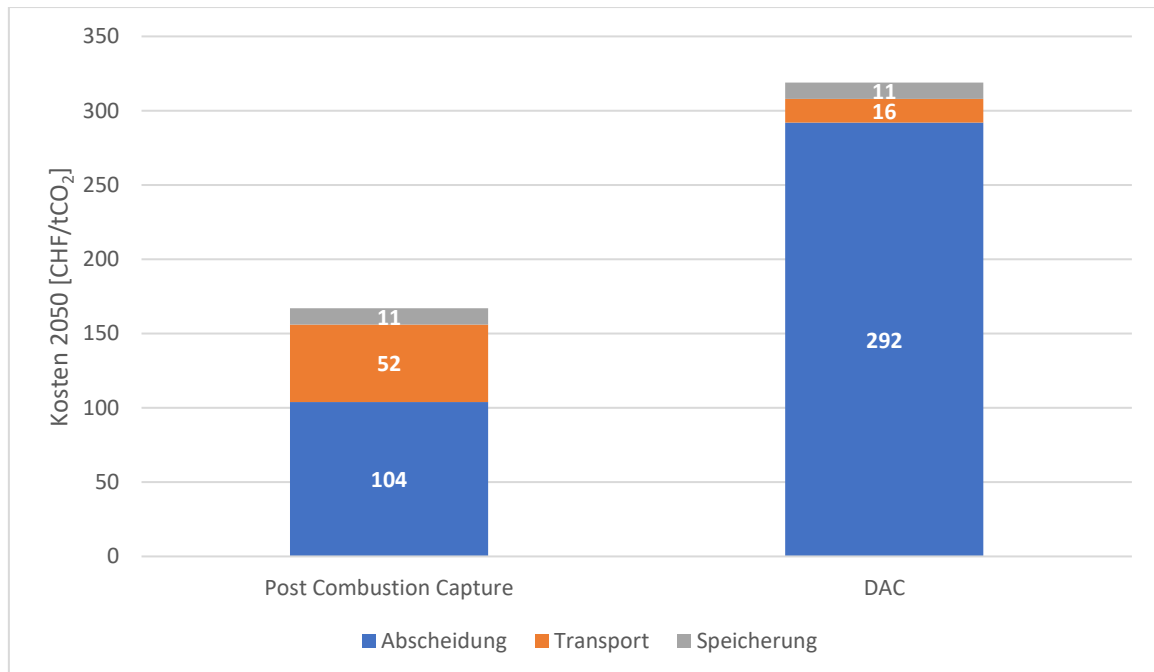


Abbildung 5: Kosten für CCS via Post Combustion Capture und DAC im Jahr 2050 laut Prognosen der Studie «Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS» der Energieperspektiven 2050+ (Kemmler et al., 2021) aufgeteilt in die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂. Die Kosten für Post Combustion Capture sind niedriger als für DAC, diese gelten aber für wesentlich grössere CO₂ Emittenten wie KVA. Für thermische Netze werden diese deutlich höher sein und DAC stellt auch aufgrund der beschränkten Platzverhältnisse die realistischere Technologie dar.

2.3.5. Fazit

Von den beiden betrachteten Technologien scheint Post Combustion Capture auf den ersten Blick günstiger zu sein, die hier betrachteten Kostenschätzungen beziehen sich jedoch auf Anlagen mit deutlich höheren jährlichen CO₂ Emissionen wie KVA. Für die in der Energiezentrale von thermischen Netzen anfallenden Mengen an CO₂ wären die Kosten deutlich höher, siehe z.B. Abbildung 4 für die spezifischen Investitionskosten nach jährlichen Emissionen. Zudem ist aufgrund des beschränkten Platzes der Einsatz von Post Combustion Capture Technologie in thermischen Netzen eher unwahrscheinlich. Theoretisch könnten auch bereits bestehende Netze mit dieser Technologie nachgerüstet werden, dies ist aber aus den genannten Gründen (höhere Kosten und Platzproblem) eher unwahrscheinlich. Die Nutzung von Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) stellt somit die realistischere Variante dar, wobei es aus energetischer Sicht wenig sinnvoll ist, CO₂ in hoher Konzentration an einem Ort in die Atmosphäre entweichen zu lassen und dann an einem anderen Ort aus einer sehr geringen Konzentration wieder abzuscheiden.

Der Einsatz von CCS zur Kompensation der CO₂-Emissionen durch die Nutzung von Erdgas in thermischen Netzen ist kostspielig und im Bereich der Dauerhaftigkeit der CO₂ Speicherung sowie der zukünftigen Kostenentwicklung mit vielen Unsicherheiten und Risiken behaftet. Eine solche Strategie wäre davon abhängig, dass CCS weltweit im grossen Stil umgesetzt wird, damit die Kosten wie prognostiziert sinken und die entsprechenden Speicher- und Transportmöglichkeiten gebaut werden. Dies ist heute nicht absehbar, sodass die Optionen der CO₂-Abscheidung an der Quelle und DAC mit nachfolgender Speicherung eher eine «weiter-wie-bisher»-Strategie als eine Dekarbonisierungsstrategie darstellen.

Da die Speichermöglichkeiten in der Schweiz sehr beschränkt sind, wäre eine solche Strategie für die Erschliessung und den Zugang zu Speichermöglichkeiten auf das Ausland angewiesen. Eine Kompensation der THG-Emissionen der fossilen Spitzenlast im Jahr 2050 würde Kosten von 116.2 Mio. CHF



(Post Combustion Capture) bzw. 222.6 Mio. CHF (DAC), respektive Mehrkosten von 3.4 Rp./kWh und 6.6 Rp./kWh für die Spitzenlast verursachen. Um die Klimaziele zu erreichen, müssen die Emissionen so schnell wie möglich gesenkt werden. Da für die Umsetzung von CO₂-neutralen thermischen Netzen bereits etablierte Technologien wie thermische Speicher und Wärmepumpen existieren, gibt es wenig Argumente diese nicht heute schon für eine fossilfreie Spitzenlastdeckung einzusetzen. Im Gegensatz zu schwer zu dekarbonisierenden Sektoren kann im Bereich der Wärmeerzeugung für Raumwärme gefordert werden, dass alle neuen thermischen Netze CO₂-neutral umgesetzt werden. Somit müssen bei fossiler Spitzenlastdeckung die Kosten von CCS ab heute bis 2050 betrachtet werden. Dies würde im Durchschnitt Mehrkosten für die Spitzenlast von 4 Rp./kWh für Post Combustion und 10.1 Rp./kWh für DAC verursachen. Die Mehrkosten für die verschiedenen Jahre sind in Tabelle 2 für die Spitzenlast und in Tabelle 3 für die Gesamtwärme zusammengefasst. Da kurzfristig weder die Speicher noch die Transportmöglichkeiten zur Verfügung stehen und sich auch die Abscheidetechnologien noch in der Entwicklung befinden, würde eine Strategie der fossilen Spitzenlastdeckung mit anschliessender CO₂-Abscheidung (Post Combustion oder DAC) die Dekarbonisierung der thermischen Netze weiter verzögern. Diese Strategie könnte somit als Vorwand dienen, keine weiteren Massnahmen zur Dekarbonisierung umsetzen zu müssen.

Tabelle 2: Mehrkosten pro kWh Spitzenlast für die CO₂-Vermeidung bei der Spitzenlastwärmeerzeugung mit Erdgas in thermischen Netzen mithilfe von Post-Combustion Capture oder DAC – bezogen auf 2030, 2050 und den Durchschnitt von 2025–2050.

	Durchschnitt 2025-2050	2030	2050
Mehrkosten Post Combustion Spitzenlast (Rp./kWh)	4	4.3	3.4
Mehrkosten DAC Spitzenlast (Rp./kWh)	10.1	9.5	6.6

Tabelle 3: Mehrkosten pro kWh Gesamtwärme unter der Annahme von 20% Anteil Spitzenlast für die CO₂-Vermeidung bei der Spitzenlastwärmeerzeugung mit Erdgas in thermischen Netzen mithilfe von Post Combustion Capture oder DAC – bezogen auf 2030, 2050 und den Durchschnitt von 2025–2050.

	Durchschnitt 2025-2050	2030	2050
Mehrkosten Post Combustion Gesamtwärme (Rp./kWh)	0.8	0.9	0.7
Mehrkosten DAC Gesamt- wärme (Rp./kWh)	2	1.9	1.3

Aufgrund der hohen Kosten, den grossen Unsicherheiten und der Gefahr einer Verlängerung des Status quo ist von dieser Strategie abzuraten. Stattdessen sollte für die Dekarbonisierung von thermischen Netzen auf bereits heute verfügbare fossilfreie Technologien wie Wärmepumpen und thermische Speicher gesetzt werden. Zudem wird CCS nur dann zum Einsatz kommen, wenn CO₂-neutrale thermische Netze gesetzlich vorgeschrieben werden oder eine sehr hohe CO₂ Abgabe eingeführt wird, da sonst für die Betreiber von thermischen Netzen kein Anreiz besteht, dies nachzurüsten. Dies würde aber eine deutlich höhere CO₂-Abgabe als heute erfordern, beispielsweise ca. 500 CHF/tCO₂ für die Preisparität mit DAC. Fossilfreie thermische Netze sind aber bereits heute möglich und zudem heute schon emissionsfrei, während ein thermisches Netz mit fossiler Spitzenlast bis zu einer möglichen Nachrüstung mit



CCS weiterhin Emissionen verursacht. Daher sind fossilfreie Netze aus Sicht der Klimaziele heute schon zu bevorzugen.

2.4 Synthetische Brennstoffe

Für die Dekarbonisierung der thermischen Netze werden in der Branche synthetische Kraftstoffe diskutiert, welche fossile Energieträger substituieren könnten. In Frage kommen synthetisches Methan (e-Methan) oder synthetisches Methanol (e-Methanol). Diese werden aus CO₂, das zuvor der Luft entzogen wurde, und grünem Wasserstoff hergestellt, der durch Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Die Versorgung mit e-Methan kann entweder über das bestehende Gasnetz oder bei dessen Rückbau (da Erdgas in Zukunft nicht mehr oder nur noch in geringem Mengen benötigt wird) über eine Tankanlage vor Ort und Anlieferung via LKW erfolgen. Für e-Methanol ist in jedem Fall ein Tank vor Ort erforderlich.

2.4.1. Potential

Aktuell existieren nur Demonstrationsprojekte für die Produktion von Methan aus CO₂ und grünem Wasserstoff, siehe z.B. das Projekt ETOGAS in Deutschland, welches einen 6 MW_e Elektrolyseur betreibt (IEA, 2023). Global wird ebenfalls nur eine geringe Menge an grünem Wasserstoff durch Elektrolyse produziert (20 kt H₂, ca. 666 GWh, unterer Heizwert), welcher für die Herstellung von e-Methan verwendet werden könnte (IEA, 2023a). Wenn man die geplanten Projekte bis 2030 betrachtet, steigt die Produktion deutlich an. Bei der Umsetzung aller Projekte, würde im Jahr 2030 weltweit 14 Mt (ca. 466 TWh, unterer Heizwert) Wasserstoff produziert werden, wovon jedoch 90% für die Produktion von Ammoniak und nur 1% für die Produktion von e-Methan vorgesehen sind (IEA, 2023a). Somit bleibt das prognostizierte Potential für synthetisches Methan zumindest bis 2030 sehr gering. Gemäss einer Studie des International Council on Clean Transportation (Searle, 2018), liegt das maximale Potential für erneuerbares Methan in der EU im Jahr 2050 bei 36 Mrd. m³ (ca. 360 TWh, unterer Heizwert), wobei nur ein kleiner Teil davon via Strom-zu-Methan Verfahren hergestellt werden würde, der Rest würde aus Biomasse produziert.

Bei erneuerbarem Methanol ist die Situation ähnlich, hier werden weltweit jährlich weniger als 0.2 Mt (ca. 2.8 TWh, unterer Heizwert) erneuerbares Methanol produziert, wobei der grösste Teil davon aus Biomasse und nur ein kleiner Teil durch CO₂ und grünem Wasserstoff erzeugt wird (IRENA and Methanol Institute, 2021). Wenn alle im Jahr 2021 weltweit geplanten Projekte zur Herstellung von e-Methanol umgesetzt werden, würde die jährliche Produktion 0.7 Mt (ca. 3.9 TWh, unterer Heizwert) betragen, dies entspräche aber immer noch weniger als 1% der gesamten jährlichen Methanolproduktion (IRENA and Methanol Institute, 2021). Die Prognosen von IRENA gehen von einer Produktionskapazität von 250 Mt e-Methanol (ca. 2'750 TWh, unterer Heizwert) im Jahr 2050 aus, bei einer Gesamtproduktion von 500 Mt Methanol pro Jahr (IRENA and Methanol Institute, 2021).

2.4.2. Kosten von e-Methan

In der Studie «Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger» für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Deutschland (Prognos, 2020) wurden die Kosten für e-Methan in Deutschland abgeschätzt. Da die günstigste Variante von einer Produktion in der Mittlerer Osten und Nordafrika (MENA) Region ausgeht und die Transportkosten einen geringen Anteil an den Gesamtkosten haben, sind diese Werte gut auf die Schweiz übertragbar. In der genannten Studie werden die Bereitstellungskosten für e-Methan im Jahr 2030 mit durchschnittlich 34.4 Rp./kWh angegeben. Bis zum Jahr 2050 sinken diese Kosten gemäss der Studie auf 27.9 Rp./kWh (Prognos, 2020). Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung in Zehnjahresschritten bis 2050 findet sich in Abbildung 6. Diese erwarteten Kosten für e-Methan liegen somit deutlich über den erwarteten Kosten für fossiles Erdgas von 2.6 Rp./kWh im Jahr 2050 (Bernhard Lorentz et al., 2023).

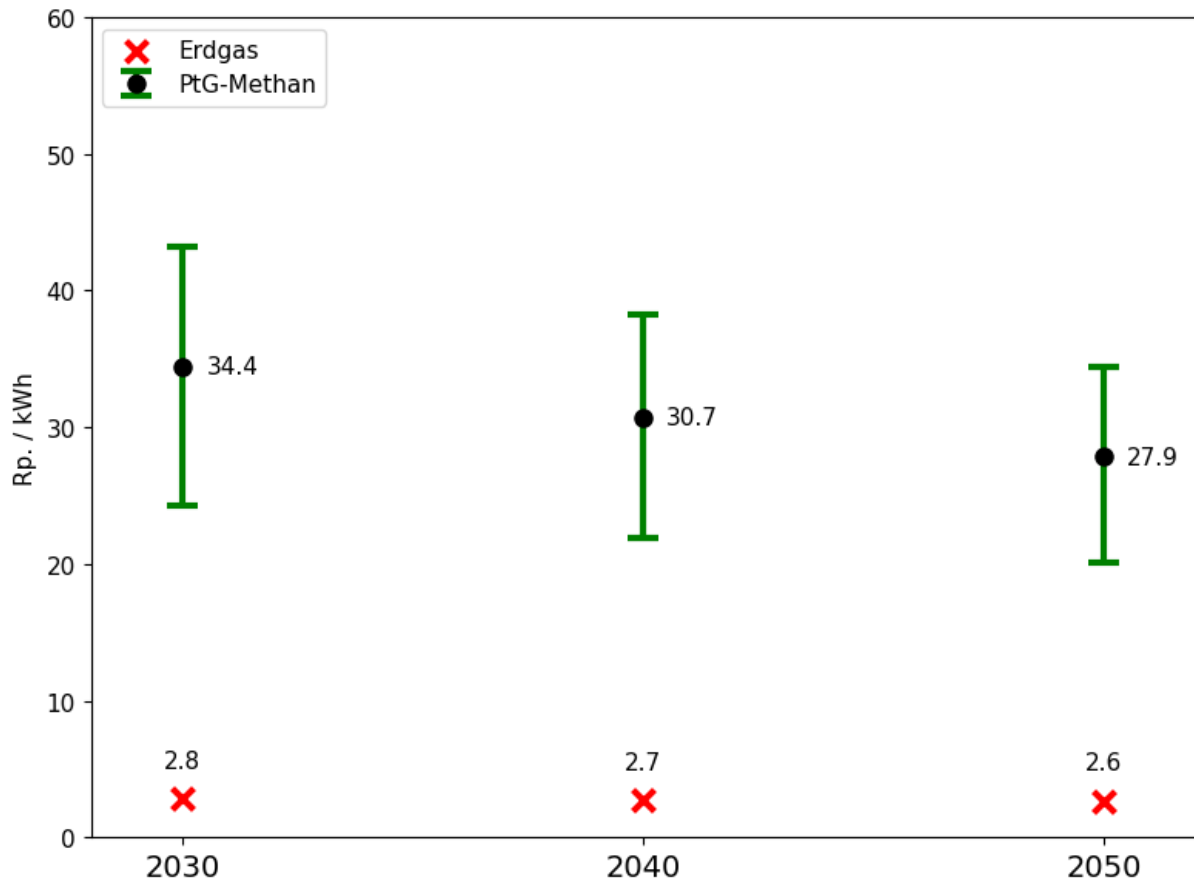


Abbildung 6: Prognostizierte zukünftige Bereitstellungskosten für e-Methan sowie Erdgas in den Jahren 2030, 2040 und 2050, sowie für e-Methan die erwartete Spannweite der Kosten. Die Kosten basieren auf der Annahme der Produktion von e-Methan in der MENA-Region und anschliessendem Transport via Pipeline. Adaptiert von Prognos (2020), Umrechnungen von EUR in CHF gemäss Wechselkurs 2024 (1 EUR = 0.95 CHF) (Valuta FX, 2025), angepasst an Inflation gemäss dem harmonisierten Verbraucherpreisindex (HVPI) des Euroraums (25.85 % von 2016 - 2024) (Eurostat, 2025), Erdgaspreis gemäss der Studie «Natural gas demand outlook 2050» (Bernhard Lorentz et al., 2023).

Unter Annahme eines konstanten Anteils von fossiler Spitzenlast von 20 % und einem Wärmeabsatz von 17.3 TWh würde der Einsatz von e-Methan im Jahr 2050 gegenüber Erdgas (Preisannahme 2.6 Rp./kWh) Mehrkosten von 0.85 Mrd. CHF pro Jahr verursachen. Für ein thermisches Netz mit 20% Anteil Spitzenlast an der Gesamtwärme würde dies Mehrkosten von 23.3 Rp./kWh pro kWh Spitzenlast und 4.7 Rp./kWh Gesamtwärme verursachen unter der Annahme einer CO₂ Abgabe von 120 CHF/tCO₂.

Würde Methan bereits heute durch e-Methan ersetzt, ergäben sich bis 2050 unter Berücksichtigung zukünftiger Kostensenkungen durchschnittliche Mehrkosten von 27.2 Rp./kWh für die Spitzenlast und 5.4 Rp./kWh für die Gesamtwärme in einem Netz mit 20% Spitzenlast.

2.4.3. Kosten von e-Methanol

Die Studie von Prognos (2020) geht für die Produktion von e-Methanol in der MENA-Region im Jahr 2050 von Bereitstellungskosten von 31.6 Rp./kWh aus, welche somit noch höher sind als die von e-Methan (Prognos, 2020). Abbildung 7 zeigt die Prognosen von 2030 ausgehend in 10 Jahresschritten, sowie die Bandbreite der erwarteten Kosten. Der Einsatz von e-Methanol zur Spitzenlastdeckung ist



eher unwahrscheinlich, da e-Methan pro Wärmemenge günstiger ist und zudem keine Änderungen an der Wärmerzeugung erfordert. Bei e-Methanol kämen noch die Kosten für einen entsprechenden Methanol-Brennkessel hinzu.

Unter der Annahme eines gleichbleibenden Anteils von fossiler Spitzenlast von 20 % und 17.3 TWh Wärmeabsatz würde durch den Einsatz von e-Methanol im Jahr 2050 Mehrkosten allein für die Substitution von Heizöl (Annahme 9.5 Rp./kWh (BFE, 2021c)) von ca. 0.77 Mrd. CHF pro Jahr entstehen. Für ein thermisches Netz mit einem Spitzenlastanteil von 20 % an der Gesamtwärme und unter Annahme einer CO₂ Abgabe von 120 CHF/tCO₂ würde dies im Jahr 2050 Mehrkosten von 19.6 Rp./kWh für die Spitzenlast und 3.9 Rp./kWh für die Gesamtwärme verursachen. Die Mehrkosten sind niedriger als für e-Methan, da für Heizöl ein höherer Preis pro kWh angenommen wird. Insgesamt wäre der Betrieb mit e-Methanol jedoch teurer. Würde e-Methanol heute schon eingesetzt, würde dies bis 2050 durchschnittliche Mehrkosten von 25.9 Rp./kWh Spitzenlast und 5.2 Rp./kWh Gesamtwärme verursachen.

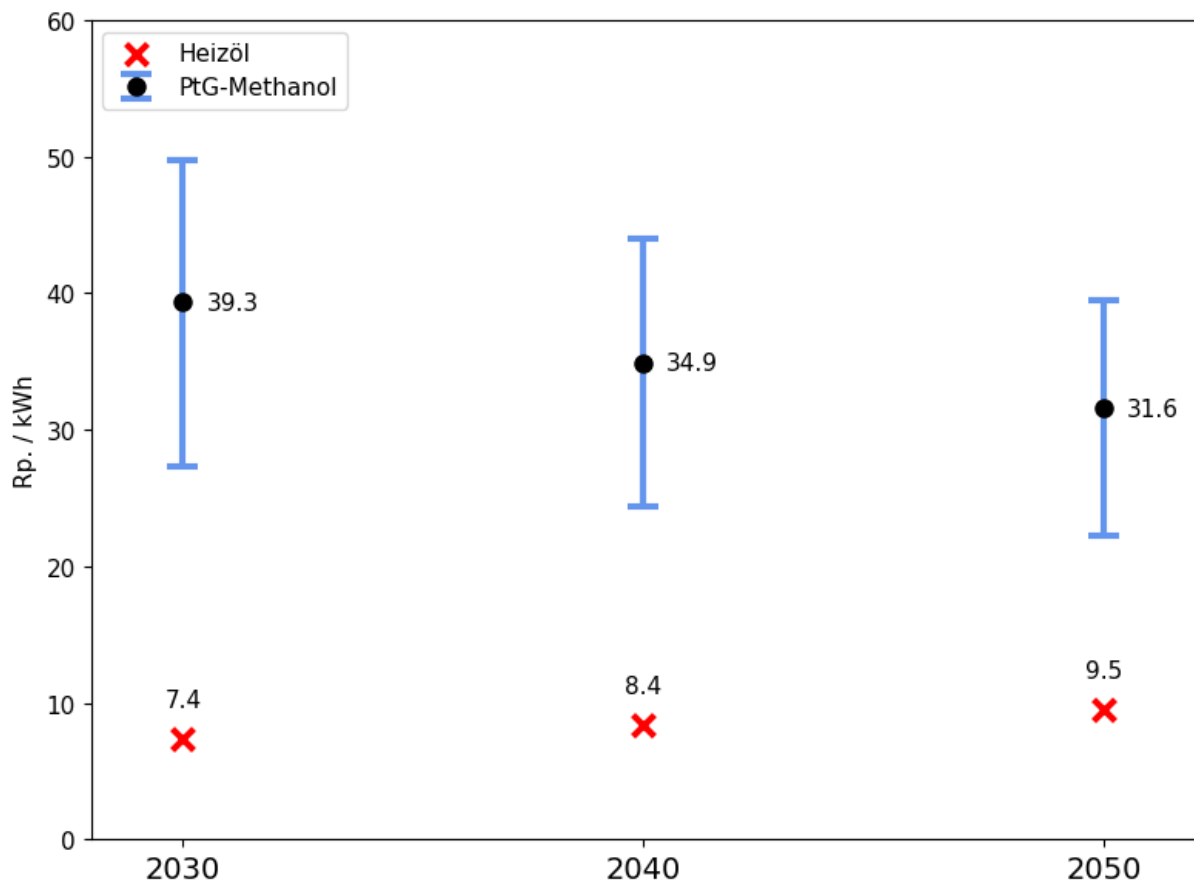


Abbildung 7: Prognostizierte zukünftige Bereitstellungskosten für e-Methanol sowie Heizöl in den Jahren 2030, 2040 und 2050, sowie für e-Methanol die erwartete Spannweite der Kosten. Die Kosten basieren auf der Annahme der Produktion von e-Methanol in der MENA-Region und anschliessendem Transport via Pipeline. Adaptiert von Prognos (2020), Umrechnungen von EUR in CHF gemäss Wechselkurs 2024 (1 EUR = 0.95 CHF) (Valuta FX, 2025), angepasst an Inflation gemäss dem harmonisierten Verbraucherpreisindex (HVPI) des Euroraums (25.85 % von 2016 - 2024) (Eurostat, 2025), Heizölpreis gemäss Energieperspektiven 2050+ (Bundesamt für Energie BFE, 2020).

2.4.4. Risiken

Beim Transport von e-Methan muss darauf geachtet werden, dass keine Leckagen auftreten, da Methan einen hohen Treibhauseffekt verursacht. Methan hat ein Erderwärmungspotential (Global Warming



Potential (GWP)) von 30 über 100 Jahre und 83 über 20 Jahre, d.h. es wirkt sich innerhalb der ersten 20 Jahre nach der Emission 83 mal stärker aus als CO₂, so dass auch das Entweichen kleiner Mengen die Klimawirkung der thermischen Netze stark erhöhen würde (IPCC, 2021). Ob synthetische Kraftstoffe in Zukunft in ausreichender Kapazität hergestellt werden, ist noch unklar, wobei die Prognosen für 2050 im Vergleich zu den Kapazitäten der derzeit geplanten Anlagen eher hoch sind (IEA, 2023a; IRENA and Methanol Institute, 2021).

Synthetische Kraftstoffe sind zudem in der Gesamtbetrachtung nicht vollständig CO₂-neutral, da die indirekten Emissionen durch den Stromverbrauch für die Elektrolyse berücksichtigt werden müssen. So verursacht e-Methan, welches aus PV-Strom mit einem Emissionsfaktor von 42 gCO₂-eq/kWh hergestellt wird (Krebs & Frischknecht, 2018), indirekte Emissionen von 67 g CO₂-eq/kWh (Siegwart et al., 2024). Würde der Schweizer Verbrauchermix von 128 g CO₂-eq/kWh (Krebs & Frischknecht, 2018) verwendet, wäre dieser Wert mit 204 g CO₂-eq/kWh noch höher. Die verursachten Emissionen, wären dann fast gleich hoch wie bei der Verbrennung von fossilem Methan (202 g CO₂-eq/kWh unterer Heizwert). Die Nutzung von synthetischem Methan hätte nur dann einen positiven Effekt auf das Klima, wenn es fossiles Methan mit hohen indirekten Emissionen ersetzen würde wie z.B. russisches Erdgas mit 90 g CO₂-eq/kWh indirekte Emissionen, bei einer Betrachtung über einen Zeitraum von 100 Jahren (Münter & Liebich, 2023). Ein Vergleich der gesamten (direkten und indirekten) Emissionen der verschiedenen Methanquellen ist in Abbildung 8 dargestellt.

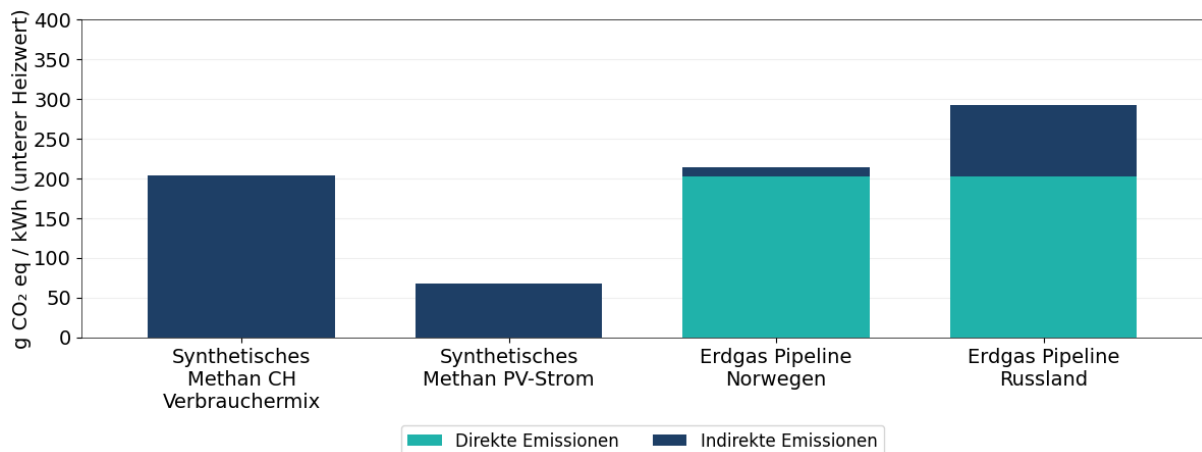


Abbildung 8: Direkte und indirekte THG-Emissionen von Erdgas und synthetischem Methan bei der Betrachtung über einen Zeitraum von 100 Jahren, adaptiert von Siegwart et al. (2024). Synthetisches Methan, das unter Verwendung des aktuellen Schweizer Strommixes erzeugt wird, weist nahezu gleich hohe Treibhausgasemissionen auf wie norwegisches Erdgas. Ursache hierfür ist der noch vorhandene fossile Anteil im Schweizer Strommix, der die Emissionsbilanz der Methanherstellung erheblich beeinflusst.

Die Abscheidung des für die Herstellung von e-Methan benötigten CO₂ mittels DAC oder Post Combustion Capture an Biomasse-Anlagen verursacht einen zusätzlichen Energieverbrauch, welcher ebenfalls zu CO₂ Emissionen führen kann, siehe Kapitel 2.3.1 für eine detaillierte Betrachtung. Je nach verwendeter Wärmequelle und Strommix können die Emissionen stark variieren. Die Werte für die Climeworks Anlagen an optimierten Standorten liegen bei 0.069 bzw. 0.146 tCO₂ emittiert pro tCO₂ abgeschieden (Deutz & Bardow, 2021). Bei einem stöchiometrischen Verbrauch von 0.2 kg CO₂/kWh e-Methan (theoretisches Minimum, unterer Heizwert) kommen somit noch mindestens Emissionen von 14 g CO₂/kWh e-Methan dazu.

2.4.5. Fazit

Der Ersatz von Erdgas durch e-Methan zur fossilfreien Spitzenlastabdeckung in thermischen Netzen wäre sehr kostenintensiv. Unter der Annahme einer 1:1 Substitution von Erdgas durch e-Methan würden im Jahr 2050 Mehrkosten von 23.3 Rp./kWh für die Erzeugung der Spitzenlast entstehen. Die



Wärmegestehungskosten für ein thermisches Netz mit einem Spitzenlastanteil von 20% würden sich somit um 4.7 Rp./kWh erhöhen. Würde bereits heute e-Methan eingesetzt, würde dies bis im Jahr 2050 im Durchschnitt Mehrkosten von 27.2 Rp./kWh für die Erzeugung der Spitzenlast verursachen sowie die gesamten Wärmegestehungskosten um 5.4 Rp./kWh erhöhen. Die Mehrkosten der verschiedenen Jahre sind in Tabelle 4 und Tabelle 5 zusammengefasst. Der Einsatz von e-Methanol würde sogar noch höhere Kosten verursachen, einerseits durch den höheren Preis von e-Methanol pro kWh und andererseits durch die zusätzlich anfallenden Kosten für einen Methanol-Brennkessel. Synthetische Brennstoffe werden voraussichtlich deutlich teurer bleiben als deren fossile Äquivalente und würden die Kosten von thermischen Netzen deutlich erhöhen.

Tabelle 4: Mehrkosten pro kWh Spitzenlast für die CO₂-Vermeidung bei der Spitzenlastwärmeerzeugung durch den Ersatz von Erdgas mit e-Methan sowie Heizöl mit e-Methanol – in den Jahren 2030, 2050 und Durchschnitt von 2025–2050.

	Durchschnitt 2025-2050	2030	2050
Mehrkosten e-Methan Spitzenlast (Rp./kWh)	27.2	29.7	23.3
Mehrkosten e-Methanol Spitzenlast (Rp./kWh)	25.9	29.3	19.4

Tabelle 5: Mehrkosten pro kWh Gesamtwärme unter der Annahme von 20% Anteil Spitzenlast für die CO₂-Vermeidung bei der Spitzenlastwärmeerzeugung durch den Ersatz von Erdgas mit e-Methan sowie Heizöl mit e-Methanol – in den Jahren 2030, 2050 und Durchschnitt von 2025–2050.

	Durchschnitt 2025-2050	2030	2050
Mehrkosten e-Methan Gesamtwärme (20 % Spitzenlast) (Rp./kWh)	5.4	5.9	4.7
Mehrkosten e-Methanol Gesamtwärme (20 % Spitzenlast) (Rp./kWh)	5.2	5.9	3.9

Die Transportverluste von Methan können zu ungewollten Emissionen führen, welche es zu vermeiden gilt. Zudem ist je nach Strommix bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen mit beträchtlichen Mengen an indirekten Emissionen zu rechnen (Siegwart et al., 2024). Bei einer Produktion mit dem Schweizer Verbrauchermix würde praktisch kein Vorteil mehr bestehen gegenüber fossilem Methan, siehe Abbildung 8. Berücksichtigt man zudem die CO₂-Emissionen aus dem Energiebedarf der DAC-Anlagen, ist synthetisches Methan bei weitem nicht klimaneutral.

Das Potential für die Produktion von e-Methan und e-Methanol ist noch sehr ungewiss und auf der Grundlage aktueller Projekte werden die produzierten Mengen gering sein und eine begehrte Ressource darstellen. Selbst wenn die optimistischeren Prognosen für 2050 zutreffen, würden synthetische Brennstoffe besser in Sektoren eingesetzt werden, wo es keine etablierten Alternativen gibt. Durch die sehr hohen Kosten und Unsicherheiten ist vom Einsatz von synthetischen Brennstoffen für die Dekarbonisierung von thermischen Netzen abzuraten und stattdessen auf heute bereits vorhandene fossilfreie Technologien wie Wärmepumpen und thermische Speicher zu setzen.



3 Methodik

3.1 Datenerhebung fossilfreie thermische Netze

Zur Datenerhebung von fossilfreien thermischen Netzen ohne Biomasse wurden über 100 Energieversorger und Ingenieurbüros in der Schweiz kontaktiert, wobei sowohl nach Daten von realisierten Netzen als auch geplanten Netzen und Machbarkeitsstudien gefragt wurde. Die Auswahl der Firmen erfolgte über die Mitgliederliste des Verbands «Thermische Netze Schweiz» sowie aufgrund eigener Recherche ermittelte Betreiber von fossilfreien thermischen Netzen. Der Datenaustausch fand grundsätzlich via Fragebogen statt, welcher diversen Details zu den Netzen (wie die Wärmequelle, Nennleistung, Art der Wärmeerzeugung, Kosten für den Kunden, etc.) abdeckte. Der Fragebogen ist im Anhang unter Kapitel 8.1 aufgeführt.

Zusätzlich fand auch ein mündlicher Austausch zu den Netzen statt, wobei detaillierte Informationen zu den Netzen erhoben wurden, wie beispielsweise die spezifischen Lösungsansätze zur Reduktion der Spitzenlast. Eine Mehrheit der kontaktierten Firmen verfügt über keine fossil- und biomassefreien Netze, während beim Rest nur ein Teil imstande bzw. bereit dazu war, die benötigten Daten zu liefern. Schliesslich erfolgte ein Datenaustausch mit 20 Firmen über 38 unterschiedliche Netze. Dabei konnten für 23 dieser Netze die Kosten für die Kunden eruiert werden. Insgesamt wurden in unterschiedlichem Umfang Daten zu 27 realisierten und 4 geplanten Netzen, sowie 7 Machbarkeitsstudien übermittelt.

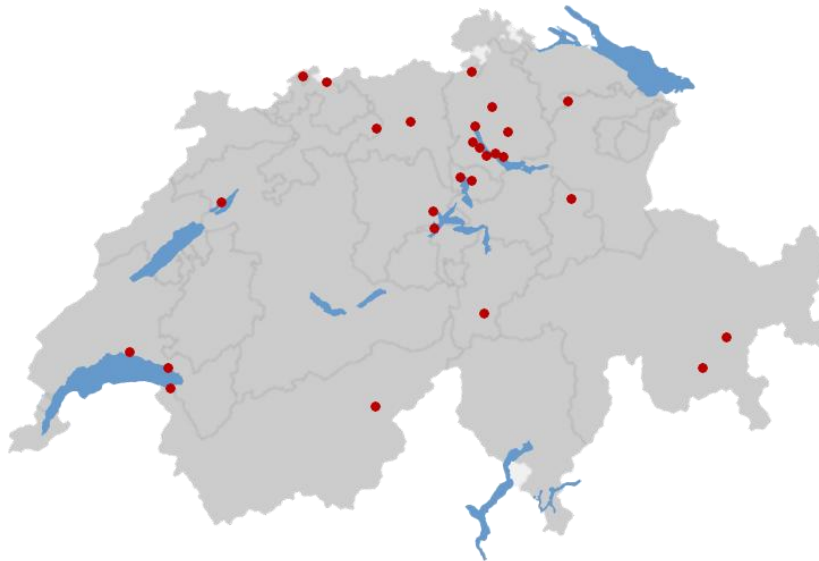


Abbildung 9: Standorte der in dieser Studie ausgewerteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse inklusive Machbarkeitsstudien. Es zeigt sich eine schweizweite Verteilung und eine Häufung der Daten zu thermischen Netzen in den bevölkerungsreichen Regionen.

Diese thermischen Netze decken diverse Standorte in der Schweiz ab. Abbildung 9 zeigt die Standorte der thermischen Netze inklusive Machbarkeitsstudien. Es zeigt sich eine einigermaßen gleichmässige Schweizweite Verteilung sowie eine Häufung der Netze in bevölkerungsreichen Regionen.

Da im Austausch mit den Energieversorgern und Ingenieurbüros erkannt wurde, dass die fossilfreie Variante ohne Biomasse in der Planungsphase oft gar nicht betrachtet wird, wurde zur Quantifizierung eine Online-Umfrage bezüglich des standardmässigen Vorgehens bei der Planung von thermischen Netzen erstellt. Diese Umfrage wurde an über 100 Energieversorger und Ingenieurbüros versandt. In der Umfrage wurde erhoben, ob eine Machbarkeitsstudie zu einer fossilfreien Variante ohne Biomasse bei der Planung von realisierten und geplanten Netzen durchgeführt wurde. Zudem wurde nach den



Gründen gefragt, weshalb die thermischen Netze mit fossiler Spitzenlast umgesetzt wurden. Die Umfrage wurde von insgesamt 46 der befragten Unternehmen vollständig ausgefüllt. Der Online-Fragebogen ist im Anhang unter Kapitel 8.2 zu finden. Die Auswertung dieser Umfrage findet sich in Kapitel 4.1.

3.2 Definition Gebäudekategorien

Zur Vergleichbarkeit der Kosten zwischen den untersuchten thermischen Netzen wurden diese standardisiert berechnet. Dazu wurden für verschiedene Gebäudekategorien jeweils Referenzgebäude definiert. Die Kosten wurden für diese Referenzgebäude sowohl für fossillfreie Netze ohne Biomasse als auch für einen Vergleichssatz von Netzen mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse ermittelt. Hierbei wurden die Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten anhand des Arbeits- und Grundpreises berechnet. Der Arbeitspreis wird pro bezogene kWh Wärme und der Grundpreis pro kW Anschlussleistung erhoben. Somit wurden für die Ermittlung der gesamten Kosten der jährliche Wärmebedarf und die Anschlussleistung für jede Gebäudekategorie benötigt. Die verwendeten Gebäudekategorien wurden aus dem Bericht «SolSeasStore - Saisonale Wärmespeicherung in städtischen Quartieren mit Erdwärmesonden» (Sauter et al., 2021) übernommen. Die Gebäudekategorien repräsentieren dabei typische Gebäude eines städtischen Quartiers (Zürich-Altstetten), welches eine hohe Wärmedichte aufweist und somit für thermische Netze geeignet ist. Die Gebäudekategorien wurden im Bericht «SolSeasStore» anhand der Anzahl Wohnungen definiert. Daraus wurde jeweils eine Obergrenze für die Energiebezugsfläche (EBF) abgeleitet, anhand derer die Gebäude im Quartier Zürich-Altstetten den entsprechenden Kategorien zugeordnet wurden. Anschliessend erfolgte für jede Kategorie die Berechnung der Mittelwerte für Wärmebedarf und EBF, welche in Tabelle 6 aufgeführt sind.

Tabelle 6: Gebäudekategorien gemäss Bericht SolSeasStore für urbanes Gebiet (Zürich-Altstetten) mit Mittelwert für EBF, jährliche Wärmebedarf für Raumwärme (RW) und Warmwasser (WW) sowie dem jährlichen Gesamtwärmebedarf (Sauter et al., 2021).

Gebäudekategorie	EBF (m ²)	Jährl. Wärmebedarf RW (kWh kWh/m ²)	Jährl. Wärmebedarf WW (kWh kWh/m ²)	Jährl. Wärmebedarf gesamt (kWh kWh/m ²)
1 EFH	180	14'800 82.2	2'400 13.3	17'200 95.6
2 MFH klein	360	26'500 73.6	6'400 17.8	32'900 91.4
3 MFH mittel	640	42'700 66.7	12'600 19.7	55'300 86.4
4 MFH gross	1'420	86'200 60.7	27'200 19.2	113'400 79.9
5 Grossbauten	4'980	238'300 47.9	80'700 16.2	319'000 64.1

Die Auswahl der Gebäudekategorien wurde durch eine schweizweite Analyse der Gebäude validiert, welche an ein thermisches Netz angeschlossen sind. Anhand der Wohnfläche und Daten aus dem Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) wurde bestimmt, welcher Anteil der Gebäude durch eine Gebäudekategorie von Tabelle 6 abgedeckt wurde, siehe Abbildung 10. Die EBF wurde mit dem Umrechnungsfaktor EBF pro Wohnfläche nach ECOSPEED (Hartmann & Jakob, 2016), 1.3 für ein Einfamilienhaus (EFH) und 1.25 für ein Mehrfamilienhaus (MFH), in die Wohnfläche umgewandelt. Die Gebäudekategorien 1, 2 und 4 decken alle einen hohen Anteil (>25%) der an ein thermisches Netz angeschlossenen Gebäude ab. Die Gebäudekategorie 3 hat einen geringeren Anteil (18%) und wird daher in der Auswertung dieser Studie nicht berücksichtigt. Die Gebäudekategorie 5 hat derzeit nur einen geringen Anteil, es wird jedoch erwartet, dass diese Kategorie in Zukunft einen signifikanten Wärmebedarf in thermischen Netzen abdecken wird und wird daher in die Untersuchung miteinbezogen. Dies da neue thermische Netze oft in städtischen Gebieten gebaut werden, wo diese Gebäudekategorie häufig vorkommt. Die ausgewählten Gebäudekategorien 1, 2, 4 und 5 decken insgesamt 81,8 % der an thermische Netze angeschlossenen Gebäude ab.

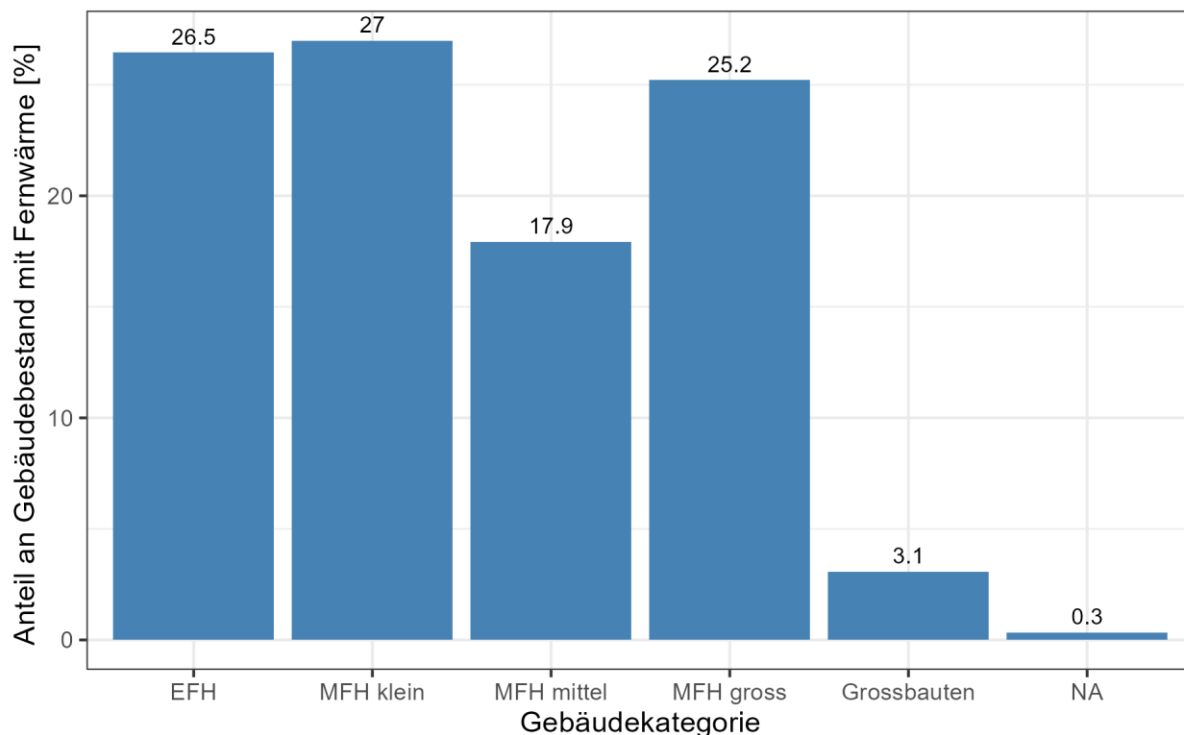


Abbildung 10: Anteil der Gebäude pro Gebäudekategorie gemäss Tabelle 6, der an ein thermisches Netz in der Schweiz, eingebunden ist. Ermittelt anhand Daten aus dem GWR. Die Gebäudekategorien 1 (EFH), 2 (MFH klein) und 4 (MFH gross) weisen alle einen ähnlichen Anteil von ca. 26 % auf. Der Wärmeabsatz ist in der Kategorie «4 MFH gross» am grössten, da diese einen deutlich höheren jährlichen Wärmebedarf pro Gebäude aufweist als die Kategorien 1 und 2.

Aus dem Bericht «SolSeasStore» (Sauter et al., 2021) wurde der jährliche Wärmebedarf für die verschiedenen Gebäudekategorien übernommen. Die Heizleistung der Gebäudekategorie wurde aus dem Verhältnis von der jährlich benötigten thermischen Energie in kWh/m² (Heizwärme und Warmwasser) zur thermischen Leistung in W/m² (Heizwärme) berechnet. Diese Angaben wurden der SIA 2024 (SIA, 2021) entnommen für die Kategorie Bestandsgebäude. Für EFH beträgt dieser Wert 0.396 W/kWh und für MFH 0.45 W/kWh. Der jährliche Wärmebedarf, sowie die daraus resultierende Heizleistung für die Gebäudekategorien sind in Tabelle 7 zusammengefasst.



Tabelle 7: Durchschnittliche EBF, jährlicher Wärmebedarf und Heizleistung der definierten Gebäudekategorien. Der jährliche Wärmebedarf wurde dem Bericht SolSeasStore (Sauter et al., 2021) entnommen und die Heizleistung anhand der Norm SIA 2024 (SIA, 2021) berechnet.

Gebäudekategorie	EBF (m ²)	Jährlicher Wärmebedarf RW (kWh)	Jährlicher Wärmebedarf WW (kWh)	Jährlicher Wärmebedarf total (kWh)	Heizleistung RW (kW)	Heizleistung WW (kW)	Heizleistung total (kW)
1 EFH	180	14'800	2'400	17'200	6	1	7
2 MFH klein	360	26'500	6'400	32'900	12	3	15
4 MFH gross	1'420	86'200	27'200	113'400	39	12	51
5 Grossbauten	4'980	238'300	80'700	319'000	107	36	144

Für thermische Netze im alpinen Raum wurde der jährliche Wärmebedarf der Gebäudekategorie nach dem Verhältnis der Heizgradtage angepasst. Hierbei wurde die Anzahl Heizgradtage in Zürich Kloten verglichen mit der Anzahl Heizgradtage in der nächstgelegenen Wetterstation des thermischen Netzes. Es wurden die langjährigen Mittelwerte von 2011 – 2020 (gem. SIA Norm 381/3 (SIA, 1982)) verwendet (Meteo Schweiz, 2025). Die Heizleistung wurde anhand der Auslegetemperatur des Standorts des thermischen Netzes angepasst, gemäss den Vorgaben der Energieverordnung des Kantons Graubünden (Kanton Graubünden, 2025). Hierbei wurde die spezifische Heizleistung um 6 % pro K Abweichung zur Auslegetemperatur von -8°C angepasst. Die Änderungen für alle betroffenen Netze sind in Tabelle 8 für La Punt Chamues-ch und Silvaplana, sowie in Tabelle 9 für Göschenen aufgeführt.

Tabelle 8: Wärmebedarf und Heizleistung der Gebäudekategorien angepasst für La Punt Chamues-ch und Silvaplana anhand der Heizgradtage und der Auslegetemperatur.

Gebäudekategorie	EBF (m ²)	Jährlicher Wärmebedarf total (kWh)	Heizleistung total (kW)
1 EFH	180	33'000	11
2 MFH klein	360	63'200	24
4 MFH gross	1'420	217'800	82
Grossbauten	4'980	612'600	230

Tabelle 9: Wärmebedarf und Heizleistung der Gebäudekategorien angepasst für Göschenen anhand der Heizgradtage und der Auslegetemperatur.

Gebäudekategorie	EBF (m ²)	Jährlicher Wärmebedarf total (kWh)	Heizleistung total (kW)
1 EFH	180	22'600	8
2 MFH klein	360	43'200	17
4 MFH gross	1'420	149'000	57
Grossbauten	4'980	419'300	161

3.3 Kostenvergleich mit der Studie des Preisüberwachers

Zum Vergleich der berechneten Kosten für die fossilsfreien Netze ohne Biomasse mit den typischen Schweizer Netzen wurde eine Studie des Preisüberwachers «Marktbeobachtung Fernwärmetarife Schweiz» (Preisüberwacher, 2025) verwendet. Der Preisüberwacher verwendet leicht abweichende



Gebäudekategorien, mit leicht unterschiedlichen Werten für den Wärmebedarf (kWh) und die Anschlussleistung (kW). Die Vollkosten wurden für die Gebäudekategorien dieser Studie (Kapitel 3.2) anhand der Rohdaten des Preisüberwachers berechnet. Dies exklusive der einmaligen Anschlusskosten, da diese vom Preisüberwacher nur für die Kategorie EFH erhoben wurden. Die Daten wurden im Jahr 2022 erhoben, seitdem kam es zu einer leichten Erhöhung der Preise. So wurde bei einer erneuten Erhebung im Jahr 2024 des Preisüberwachers ein Anstieg von 10% bei den Preisen für Einfamilienhäuser erfasst (Preisüberwacher, 2025). Da nur diese Kategorie erneuert wurde, wird für die anderen Kategorien pauschal auch eine Preiserhöhung von 10 % angenommen.

3.4 Annahmen für die Berechnung der Wärmegestehungskosten

Für einen Vergleich der Wärmegestehungskosten verschiedener dekarbonisierter Varianten wurden die Kosten für eine Wärmeerzeugung mittels synthetischen Brennstoffen und Wärmepumpen berechnet. Zur Vereinfachung der Berechnungen wurden nur die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die Spitzenlast-Wärmeerzeugung betrachtet. Die Kosten für die Einbindung der Spitzenlasterzeuger in die Energiezentrale sowie Kostenpunkte wie allfällige grössere Wärmetauscher und ein grösserer Stromanschluss wurden vernachlässigt. Allfällige Förderungen für den Betrieb eines CO₂-neutralen thermischen Netzes wurden ebenfalls nicht berücksichtigt.

Drei verschiedene Varianten der Spitzenlastwärmeerzeugung wurden betrachtet: 100 % Wärmepumpen, Gaskessel mit e-Methan und Methanol-Brennkessel mit e-Methanol. Bei der Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe wurden zwei verschiedene Szenarien (See und Rechenzentrum) betrachtet: Im Szenario See wurde von einem niedrigen Temperaturniveau an der Quelle und im Szenario Rechenzentrum von einem höheren Temperaturniveau ausgegangen. Die Quellentemperaturen für die Wärmepumpe betragen entsprechend einmal 4°C und einmal 23°C, während die Vorlauftemperatur in beiden Fällen auf 70°C angesetzt wurde.

Die Wärmegestehungskosten für die Jahre 2025, 2030 und 2050 wurden auf Basis von Annahmen zur Energiepreisentwicklung ermittelt, welche in Tabelle 11 und Tabelle 12 aufgeführt sind. Es wurden drei unterschiedliche Leistungskategorien der Energiezentrale mit 1 MW, 5 MW und 10 MW betrachtet. Es wurde von einem Leistungsanteil der Spitzenlast von 50 % an der Gesamtleistung ausgegangen. Der Anteil der Spitzenlast an der jährlichen produzierten Wärme wurde für neue Netze aufgrund von Optimierungen auf 10% (Zielwert gemäss «Planungshandbuch Fernwärme» (Nussbaumer, Thalmann, Jenni, et al., 2021)) geschätzt.

Da die Energiezentralen einen Stromverbrauch von mehr als 100 MWh/Jahr aufweisen und somit als Grosskonsumenten gelten, basierten die Stromkosten auf den Grosshandelspreisen, zuzüglich Netznutzungsgebühren sowie nationalen und kommunalen Abgaben. Die angenommenen Netznutzungsgebühren und kommunalen Abgaben basierten auf dem Durchschnitt der Medianwerte der Jahre 2014 bis 2024 (EiCom, 2025). Für alle Leistungskategorien wurde das Verbraucherprofil C7 (grösste Kategorie für Industriebetriebe) als Basis für die Netznutzungsgebühren und kommunalen Abgaben verwendet. Für die Grosshandelspreise wurde für 2025 der durchschnittliche «Day Ahead» Spotpreis für die Schweiz von 2024 (BFE, 2025) und für die zukünftigen Grosshandelspreise das mittlere Szenario der Strompreisprognoses von Prognos (vbw / Prognos, 2024) verwendet. Die Abgaben wurden ab 2025 als konstant angenommen. Die Kosten für die Wärmepumpen und Gaskessel basierten auf Richtofferten von diversen Ingenieurbüros, die Kosten für den Methanol-Brennkessel wurden aufgrund fehlender Informationen zur Vereinfachung mit denen eines Gaskessel gleichgesetzt und stellen somit eher die untere Grenze für dessen Kosten dar.

Die Annahmen sind in Tabelle 10 bis Tabelle 15 zusammengefasst.



Tabelle 10: Technische Annahmen zur Berechnung der Spitzenlastkosten.

Technische Annahmen	
Volllaststunden	400 h
Effizienz Gaskessel	98 %
Effizienz Methanolbrennkessel	98 %
Lebensdauer Wärmepumpe, Gaskessel und Methanolbrennkessel	20 Jahre
Anteil Spitzenlast der Gesamtleistung	50%
JAZ-Wärmepumpe Szenario See	3
JAZ-Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum	4
Kein Speicher	
Keine Redundanzen für den Wärmeerzeuger, d.h. Auslegung auf 100 % der Leistung	

Tabelle 11: Wirtschaftliche Annahmen zur Berechnung der Spitzenlastkosten bezüglich Kosten von synthetischen Brennstoffen und dem Strompreis.

Wirtschaftliche Annahmen	2025	2030	2040	2050
Preis e-Methan ¹ (Rp./kWh)	37.1	34.4	30.7	27.9
Preis e-Methanol ¹ (Rp./kWh)	42.5	39.3	34.9	31.6
Total Strompreis (Rp./kWh)	14.5	16.3	16.4	14.7
Zinssatz (%)	2	2	2	2

1 Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, Kosten für 2025 unter Annahme linearer Reduktion zwischen 2020 und 2030 (Prognos, 2020)

Tabelle 12: Zusammensetzung des Strompreises für die Jahre 2025, 2030, 2040 und 2050.

Zusammensetzung Strompreis	2025	2030	2040	2050
Grosshandelstrompreis ^{1, 2} (Rp./kWh)	7.2	8.9	9.1	7.3
Netznutzungsgebühr ⁵ (Rp./kWh)	4.4	4.4	4.4	4.4
Abgabe Förderung erneuerbarer Energien ⁴ (Rp./kWh)	2.3	2.3	2.3	2.3
Abgabe Stromreserve ³ (Rp./kWh)	0.2	0.2	0.2	0.2
Kommunale Abgaben ⁵ (Rp./kWh)	0.4	0.4	0.4	0.4
Total Strompreis (Rp./kWh)	14.6	16.3	16.4	14.7

1 Energiedashboard Schweiz, Spotpreis 2024 (BFE, 2025)), Wechselkurs 2024: 1 EUR = 0.95 CHF (Valuta FX, 2025)

2 Strompreisprognose bis 2045 (vbw / Prognos, 2024),

Wechselkurs 2024: 1 EUR = 0.95 CHF (Valuta FX, 2025), angepasst an Inflation gemäss dem harmonisierten Verbraucherpreis-index (HVPI) des Euroraums.

3 Swissgrid Tarife (Swissgrid, 2025)

4 Erneuerbare Energien fördern (UVEK, 2025)

5 Median Strompreis für die Schweiz (EiCom, 2025)



Tabelle 13: Leistung und Wärmemenge der Spitzenlast nach Gesamtleistung der Energiezentrale.

Gesamtleistung Energiezentrale	1 MW	5 MW	10 MW
Spitzenlast Leistung (MW)	0.5	2.5	5
Spitzenlast Wärmemenge (MWh)	200	1'000	2'000

Tabelle 14: Investitionskosten für die verschiedenen Spitzenlasterzeuger und Leistungskategorien.

Investitionskosten	0.5 MW Spitzenlast	2.5 MW Spitzenlast	5 MW Spitzenlast
Wärmepumpe Szenario See (Mio. CHF)	0.85	1.8	2.65
Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum (Mio. CHF)	0.45	1.5	2.35
Gaskessel (CHF)	70'000	350'000	650'000
Methanol-Brennkessel (CHF)	70'000	350'000	650'000

Tabelle 15: Wartungskosten pro Jahr für die verschiedenen Spitzenlasterzeuger und Leistungskategorien.

Wartungskosten pro Jahr	0.5 MW Spitzenlast	2.5 MW Spitzenlast	5 MW Spitzenlast
Wärmepumpe Szenario See (CHF)	26'000	54'000	80'000
Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum (CHF)	14'000	45'000	71'000
Gaskessel (CHF)	2'000	11'000	20'000
Methanolbrennkessel (CHF)	2'000	11'000	20'000



4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Auswertung Umfrage

Die Online-Umfrage zum standardmässigen Vorgehen bei der Planung von thermischen Netzen wurde von 46 Unternehmen vollständig ausgefüllt. Von diesen Unternehmen geben ca. die Hälfte an, bei ihren Netzen eine Machbarkeitsstudie zu einer fossilfreien Variante ohne Biomasse durchgeführt zu haben. Der Prozentsatz ist für geplante Netze (neue Netze, die derzeit in Planung oder Bau sind) geringfügig höher als für realisierte Netze, wie in Abbildung 11 ersichtlich ist.

Die befragten Unternehmen führten entsprechende Machbarkeitsstudien nur für einen Teil ihrer Netze durch. Abbildung 11 zeigt, dass jene Unternehmen, die angaben, Studien zu fossil- und biomassefreien Varianten durchzuführen, dies im Durchschnitt nur bei 35 % der realisierten und bei 45 % der geplanten Netze getan haben. Es zeigt sich also, dass solche Studien bei geplanten Netzen etwas häufiger durchgeführt wurden als bei bereits realisierten.

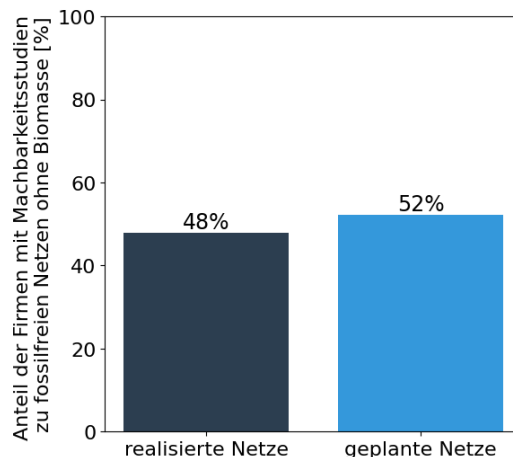


Abbildung 11: Auswertung der in dieser Studie durchgeführten Online-Umfrage, welche von 46 Unternehmen beantwortet wurde. Die Grafik zeigt den Prozentsatz der Firmen, welche eine Machbarkeitsstudie zu fossilfreien Netzen ohne Biomasse für ihre realisierten oder geplanten Netzen durchgeführt haben. Ca. die Hälfte aller Unternehmen führt grundsätzlich eine solche Studie durch, der Prozentsatz ist für die geplanten Netze nur geringfügig höher als für realisierte Netze.

Unter der vereinfachten Annahme, dass alle befragten Unternehmen die gleiche Anzahl Netze haben, wurde somit im Durchschnitt nur bei 17% aller realisierten Netze sowie 23 % aller geplanten Netze eine fossil- und Biomasse-freie Variante geprüft (siehe Abbildung 12).

Insgesamt zeigt sich, dass eine fossilfreie Variante ohne Biomasse nur bei einem kleinen Teil der thermischen Netze geprüft wurde. Sie wurde in der Regel von vornherein ausgeschlossen.

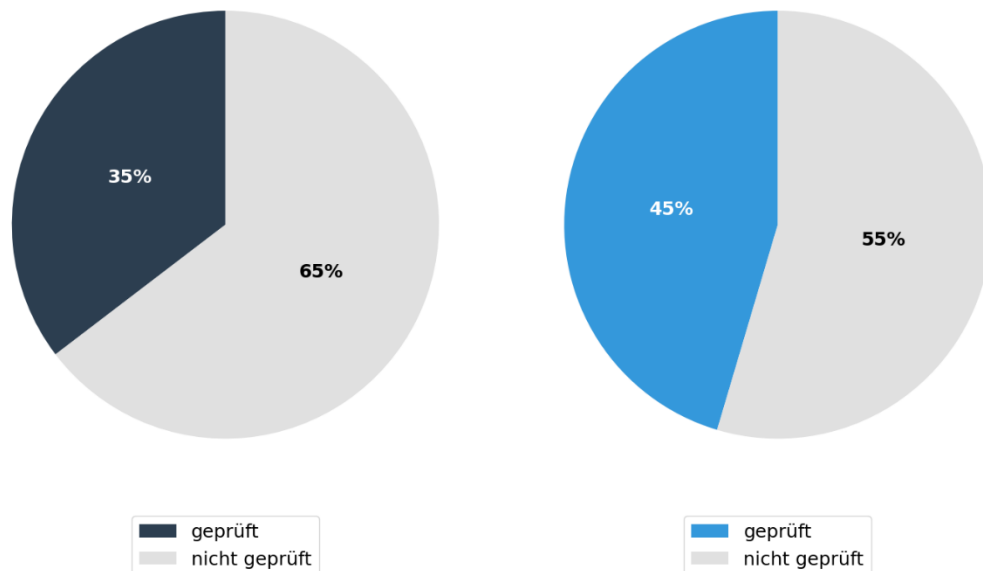


Abbildung 12: Detailbetrachtung der Unternehmen, die teilweise eine Machbarkeitsstudie zu fossilfreien Netzen ohne Biomasse durchgeführt haben (ca. 50 % der befragten Unternehmen), links für realisierte Netze und rechts für geplante Netze. Aufgeführt sind die Prozentsätze ihrer Netze, bei denen die besagte Studie durchgeführt wurde. Es wurde jeweils bei weniger als der Hälfte ihrer Netze eine solche Studie durchgeführt, wobei bei den geplanten Netzen der Anteil deutlich höher ist.

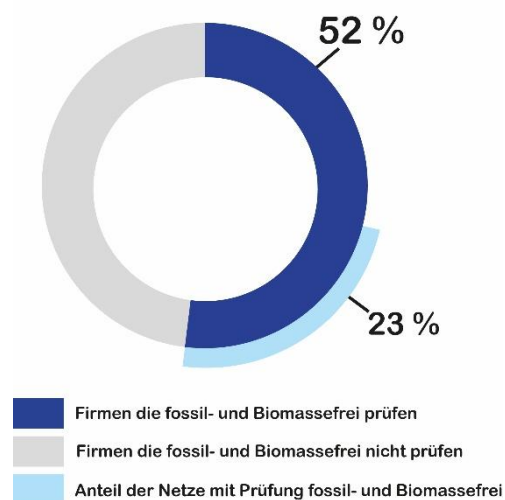


Abbildung 13: Zusammenfassende Auswertung der Umfrage zur Prüfung einer fossilfreien Variante ohne Biomasse für geplante Netze. Von den 52 % der Unternehmen, welche eine solche Prüfung durchgeführt haben, wurde dies bei 45 % ihrer Netze geprüft. Dies entspricht somit 23 % der geplanten Netze der befragten Unternehmen (Annahme alle haben gleiche Anzahl Netze.)



Im Rahmen der Umfrage wurden die Gründe erfasst, die aus Sicht der Unternehmen gegen eine fossilfreie Spitzenlastdeckung ohne Biomasse sprechen. Am häufigsten wurde die fehlende Wirtschaftlichkeit genannt: Über zwei Drittel der befragten Unternehmen gaben an, dass die höheren Kosten einer solchen Lösung problematisch seien. Weitere genannte Faktoren waren die Versorgungssicherheit durch Diversifizierung der Energiequellen sowie der begrenzte Platz für die Installation fossilfreier Wärmezeuger. Die prozentuale Verteilung der genannten Gründe ist in Abbildung 14 dargestellt. Auch wenn eine fossilfreie Variante ohne Biomasse in einer Machbarkeitsstudie berücksichtigt wurde, wird sie in der Praxis nicht immer umgesetzt. Die genannten Faktoren können dazu führen, dass eine fossile Lösung zur Deckung der Spitzenlast bevorzugt wird.

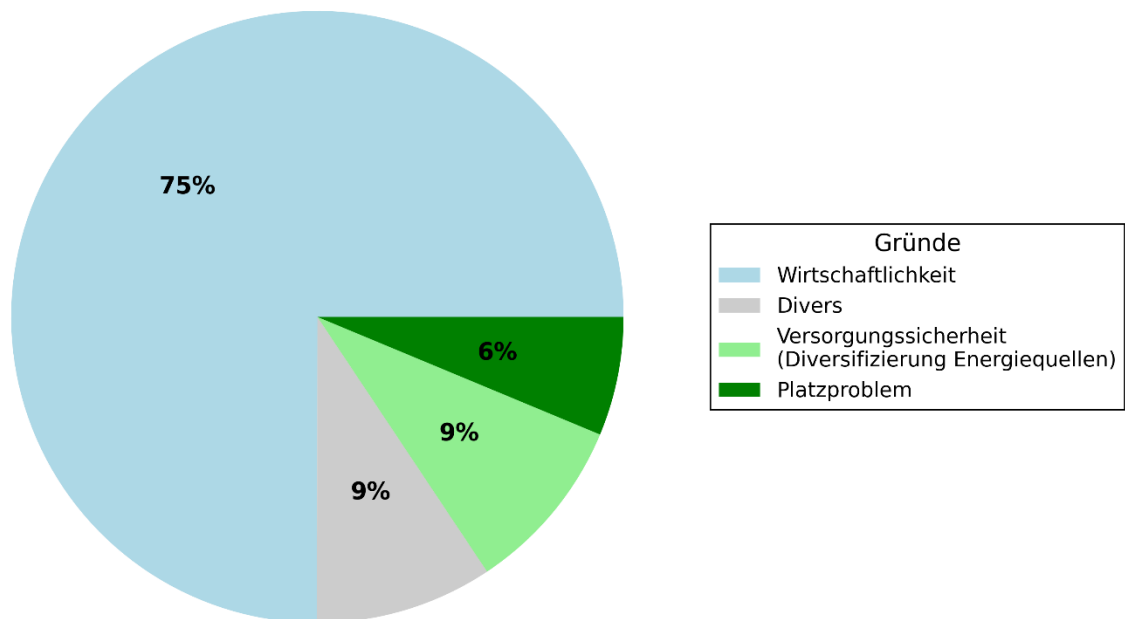


Abbildung 14: Hauptgründe gegen die Realisierung einer fossilfreien Spitzenlastabdeckung bei geplanten thermischen Netzen in der Schweiz, welche bei einer Umfrage unter 46 Branchenunternehmen angegeben wurden.

4.2 Ist-Zustand thermische Netze in der Schweiz

Die heute bestehenden thermischen Netze in der Schweiz nutzen hauptsächlich Abwärme von KVA, Holz, sowie Erdgas als Energiequellen. Die meisten Netze verwenden zumindest teilweise fossile Brennstoffe für die Spitzenlast. Die Angaben zu den Energieträgern der thermischen Netze in der Schweiz schwanken je nach Quelle: Gemäss einer Erhebung des Verein für umweltgerechte Energie (VUE) (Bucher & Steingruber, 2023) wird der grösste Teil der Energiemenge (40%) durch KVA abgedeckt, gefolgt von Erdgas (33%) und Holz (19%). Die übrigen Energieträger wie Grund- und Seewasser oder andere erneuerbare Energien liegen im tiefen einstelligen Prozentbereich. Gemäss den Resultaten der Fernwärmestatistik von thermische Netze Schweiz (TNS) liegt der Anteil an der Energiemenge von KVA bei 36%, von Holz bei 31%, von Erdgas bei 17%, von anderen erneuerbaren Energien bei 9% und sonstiger Abwärme bei 4% (TNS, 2025). Eine weitere Studie «Liste Thermische Netze» von Hangartner und Hurni (2021) untersuchte rund 1'000 Netze und kommt auf einen Anteil der KVA von 45%, Holz von 31 %, sonstige Abwärme von 8 % und von Erdgas 7%. Ein grafischer Vergleich der Daten ist in Abbildung 15 dargestellt.

Allen Studien gemeinsam ist ein hoher Anteil von KVA (32 % bis 45 %) und Holz (19 % bis 31 %). Der Anteil Erdgas schwankt je nach Studie zwischen 7 und 33 %. Der Anteil erneuerbarer Wärmequellen, die nicht auf Holz oder Biogas basieren, ist in allen Studien gering und liegt zwischen 5 und 16 %. Die unterschiedlichen Ergebnisse können unter anderem durch unterschiedlichen Untersuchungszeiträume, abweichende Methodik sowie ungenaue Datenlage begründet werden. Die Angaben zur Wärmemenge bei der «Liste Thermische Netze» wurde zudem vereinfacht anhand der Leistung und der



Annahme von 2'000 Vollaststunden ermittelt. Da dabei nur der Hauptenergieträger berücksichtigt wurde, wird der Energieträger der Spitzenlast vernachlässigt, was den geringen Anteil an Erdgas erklärt.

Anteile der Energiequellen für thermische Netze

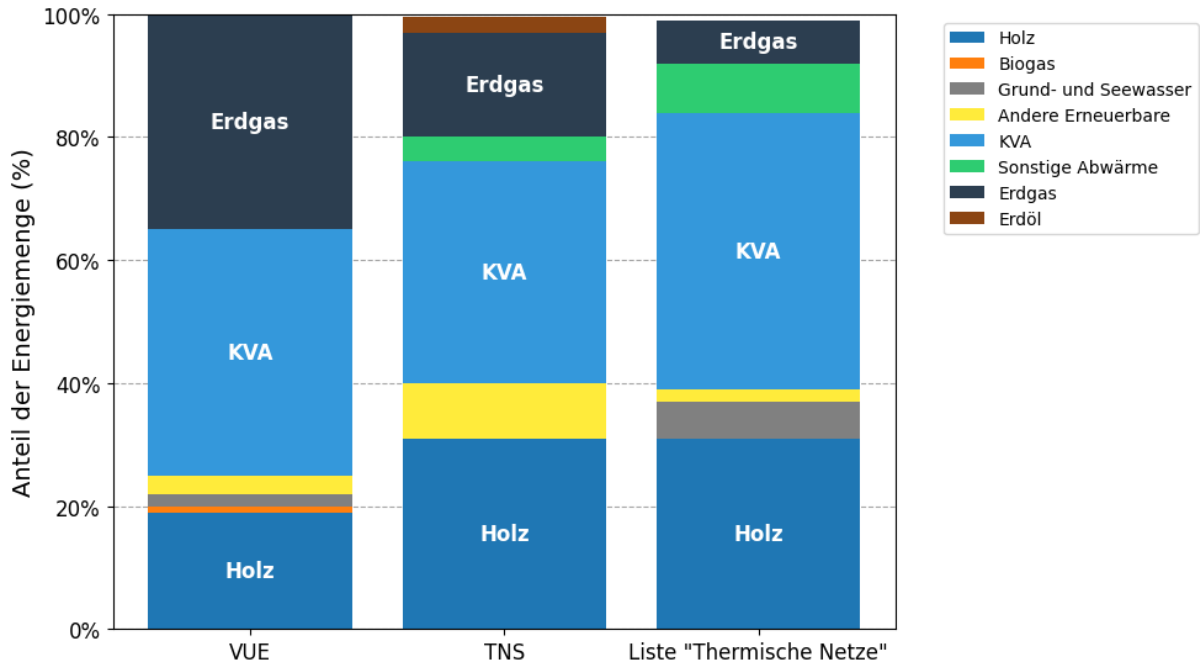


Abbildung 15: Energiequellen für thermische Netze sowie deren Anteil an der bereitgestellten Wärmemenge, basierend auf Daten von VUE, TNS und Liste "Thermische Netze". KVA und Holz sowie teilweise Erdgas stellen dabei die grössten Anteile dar (Bucher & Steingruber, 2023; Hangartner & Hurni, 2021; TNS, 2025).

Die Studie von TNS ist für den Produktionsmix die umfassendste, es wurde aber ein Teil der Wärmeerzeugung mit Holz nur geschätzt, da Daten von Nicht-Mitgliedern nicht vorhanden sind. Die Umfrage von VUE deckt nur ca. 35% der gesamten Energiemenge der thermischen Netze ab und ist somit nicht vollständig.

Der Anteil fossiler Brennstoffe lässt sich am präzisesten anhand der jährlichen Fernwärmestatistik von TNS abbilden. Dabei ist von 2017 bis 2023 ein leicht rückläufiger prozentualer Anteil zu beobachten, was zum Teil durch abnehmende Heizgradtage im gleichen Zeitraum erklärt werden kann, siehe Abbildung 16. Zusätzlich wird wahrscheinlich generell der fossile Anteil in dieser Periode abgenommen haben, da dessen Abnahme stärker ist als die Abnahme der Heizgradtage. Für die Jahre 2017 und 2018 sind nur gerundete Werte verfügbar. Da die Anzahl der Heizgradtage in Zukunft weiter abnehmen wird (NCCS, 2019), wird in dieser Studie für die Kostenberechnungen in Kapitel 2 von dem gerundeten Wert von 20 % fossilem Anteil ausgegangen, was dem unteren Wert der letzten Jahre entspricht.

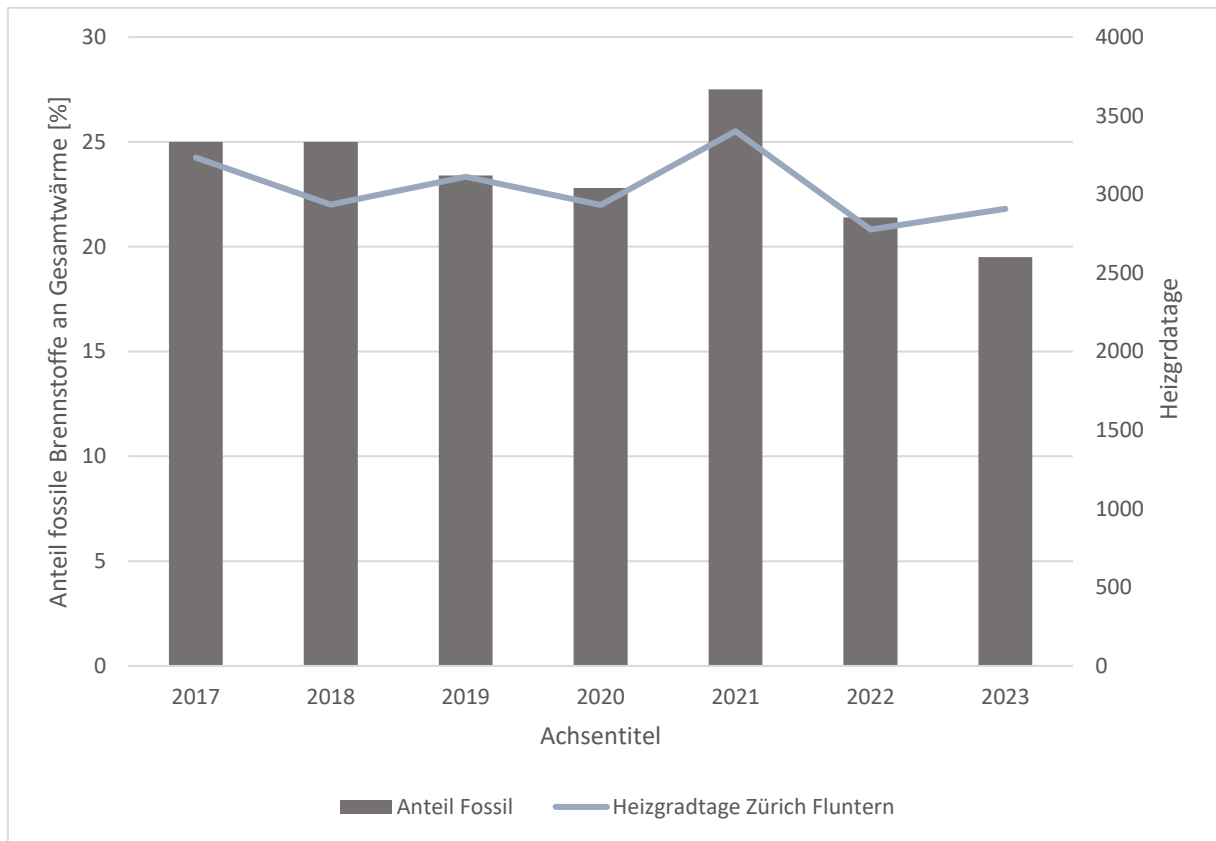


Abbildung 16: Anteil fossiler Brennstoffe an der Wärmemenge gemäss der Fernwärmestatistik von TNS für die Jahre 2017 – 2023 (TNS, 2023, 2024, 2025; VFS, 2018, 2019, 2021, 2022). Für die Jahre 2017 und 2018 sind nur gerundete Werte verfügbar. Die sekundäre y-Achse zeigt die Heizgradtage für die gleiche Periode in Zürich Fluntern. Sowohl der Anteil fossiler Brennstoffe als auch die Heizgradtage nehmen ab über die Jahre.

In der Studie «Liste Thermische Netze» (Hangartner & Hurni, 2021), wurde auch die Anzahl der Netze mit dem jeweiligen Hauptenergieträger ermittelt. Es wird deutlich, dass Holzschnitzel mit 65 % aller Netze am häufigsten eingesetzt werden. KVA machen den grössten Anteil an der bereitgestellten Wärmemenge aus, wobei es wenige Netze mit sehr hoher Leistung sind. In einer Datenerhebung des Preisüberwachers (Preisüberwacher, 2023) zu den Kosten der thermischen Netze wurde eine ähnliche Verteilung der Hauptenergieträger festgestellt.

4.2.1. Kosten

Die Tarife für die thermischen Netze setzen sich grundsätzlich aus einem Energiepreis (Arbeitspreis, Energiepreis, Mengenpreis) und Grundpreis (Leistungspreis, Grundpreis, Grundgebühr) zusammen, sowie je nach Anbieter noch einmaligen Kosten für den Anschluss an das thermische Netz. Der Energiepreis wird pro bezogene kWh Wärme verrechnet. Der Grundpreis wird pro kW Anschlussleistung erhoben und ist in der Regel abhängig von der Höhe der Anschlussleistung. So bezahlen grössere Anschlüsse meistens einen geringeren Preis pro kW Leistung. Grundsätzlich deckt der Energiepreis die Kosten für die Energiebeschaffung und der Grundpreis fixe Kosten wie Infrastruktur, Verwaltung, Wartung und Betrieb des Netzes. Laut der Studie «Marktbeobachtung Fernwärmetarife Schweiz» des Preisüberwachers (2023) ist die Aufteilung in Energie- und Grundpreis aber in der Praxis sehr unterschiedlich. Teilweise kommen fast die gesamten Jahreskosten aufgrund des Energiepreises zustande, während in anderen Netzen ein Grossteil aufgrund des Grundpreises zustande kommt. Der Grundpreis wird oft jährlich an die Inflation angepasst mit dem Landesindex der Konsumentenpreise (LIK). Der Energiepreis



wird je nach Anbieter an den LIK oder einen anderen Index (Öl, Holz, Gas) gekoppelt. Bei höheren Kosten für die Energieträger können die Kosten somit an die Kunden weitergegeben werden. Teilweise werden zusätzlich die Kosten für die CO₂-Abgabe in Rechnung gestellt. Diese bewegen sich zwischen 0.07 und 1.3 Rp./kWh. Die grosse Spannweite wird in der Studie nicht weiter erläutert, ist aber wahrscheinlich auf die unterschiedlichen Anteile der fossilen Brennstoffe in den untersuchten thermischen Netzen zurückzuführen.

Die bereits erwähnte Studie «Marktbeobachtung Fernwärmetarife Schweiz» des Preisüberwachers (2023) zu den Preisen für thermische Netze in der Schweiz wird in den folgenden Abschnitten ausgewertet. Der Preisüberwacher verwendet in seiner Studie andere Gebäudekategorien, weshalb eine Umrechnung der Kosten auf die in dieser Studie verwendeten Kategorien erfolgte. Zudem wurden die Kosten auf das Jahr 2024 angepasst, wie im Kapitel 3.3 weiter beschrieben ist. Die Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten der in Kapitel 3.2 definierten Gebäudekategorie wurden mit den Daten des Preisüberwachers berechnet und sind in Abbildung 17 dargestellt. Die Verteilung und die Durchschnittskosten variieren je nach Kategorie, da unterschiedliche Netze berücksichtigt wurden.

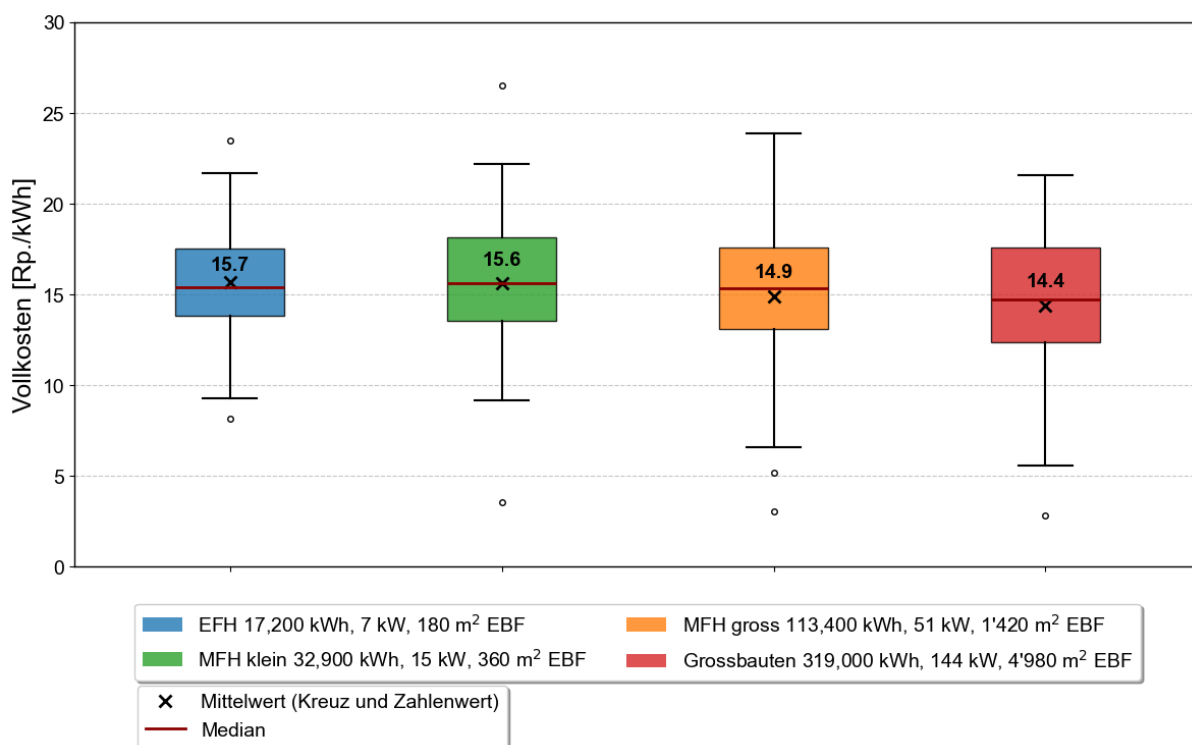


Abbildung 17: Vollkosten exklusiver einmaliger Anschlusskosten, Stichprobe des Preisüberwachers von 2022 inklusive 10 % Preiserhöhung für 2024 (Preisüberwacher, 2023), welche hauptsächlich Netze mit Biomasse oder fossiler Spitzenlast umfasst. Stichprobenumfang: EFH, MFH klein, MFH gross n = 46, Grossbauten n = 41, Boxplot Darstellung wobei die Box die mittleren 50 % der Werte enthält und die T-Balken die Werte angeben welche im Abstand bis zu 1.5 x Interquartilsabstand (Boxlänge) von der Box sind, Ausreisser sind als Punkte dargestellt.

Die einmaligen Anschlusskosten wurden nur für die Kategorie EFH im Jahr 2022 erhoben. Diese Daten sind nur für die Kategorie des Preisüberwachers (EFH, 20'000 kWh, 12 kW) verfügbar, weshalb diese Kosten hier aufgeführt werden. Es zeigt sich eine grosse Spannweite der einmaligen Anschlusskosten von 0 bis über 36'000 CHF. Im Durchschnitt liegen die einmaligen Anschlusskosten bei ca. 12'000 CHF. Die Höhe der einmaligen Anschlusskosten wird oft anhand der tatsächlichen Kosten für den Anschluss an das thermische Netze festgelegt. Teilweise wird aber auch nur ein Teil oder gar keine dieser Kosten direkt verrechnet, stattdessen werden diese Ausgaben über einen höheren Grundpreis finanziert, was die Netze mit keinen Anschlusskosten erklärt.

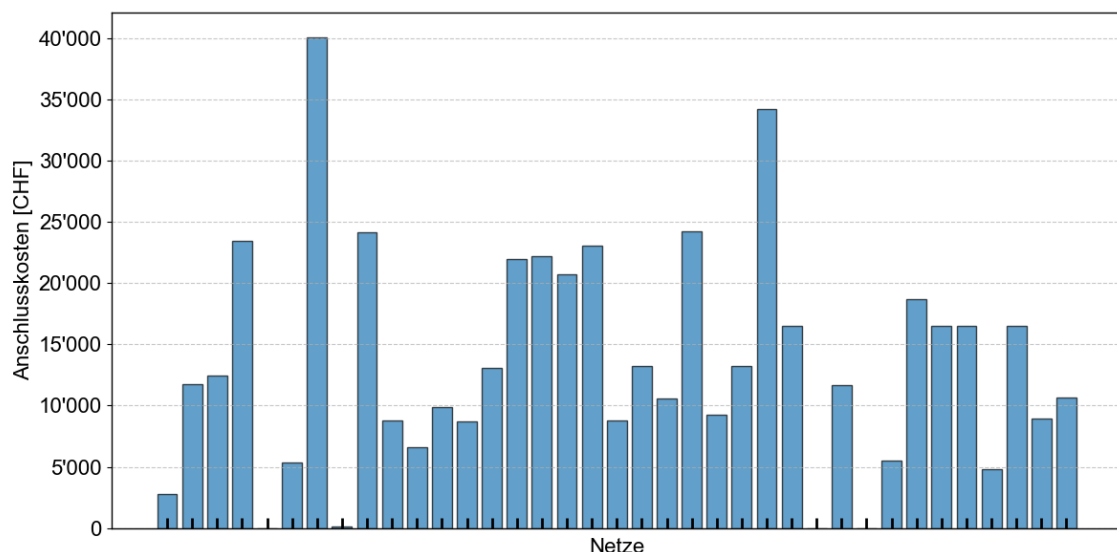


Abbildung 18: Anschlusskosten für die Gebäudekategorie EFH (20'000 kWh, 12 kW), Stichprobe des Preisüberwachers von 2022 (Preisüberwacher, 2023), welche hauptsächlich Netze mit Biomasse oder fossiler Spitzenlast umfasst. Jeder Balken steht für die Anschlusskosten eines EFH in einem spezifischen thermischen Netz, wobei in gewissen Netzen keine Anschlusskosten erhoben werden

In Abbildung 19 sind die Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für ein Einfamilienhaus (20'000 kWh, 12 kW) nach Hauptwärmequellen dargestellt. Eine Auswertung ist aufgrund der Datenlage schwierig, da für einige Wärmequellen nur 1 Datenpunkt vorliegt. Es zeigt sich bei den Netzen mit Holzschnitzeln eine grosse Streuung der Kosten, welche laut den Autoren der Studie unter anderem auf die unterschiedlichen Beschaffungskosten für die Holzschnitzel zurückzuführen sind (Preisüberwacher, 2025).

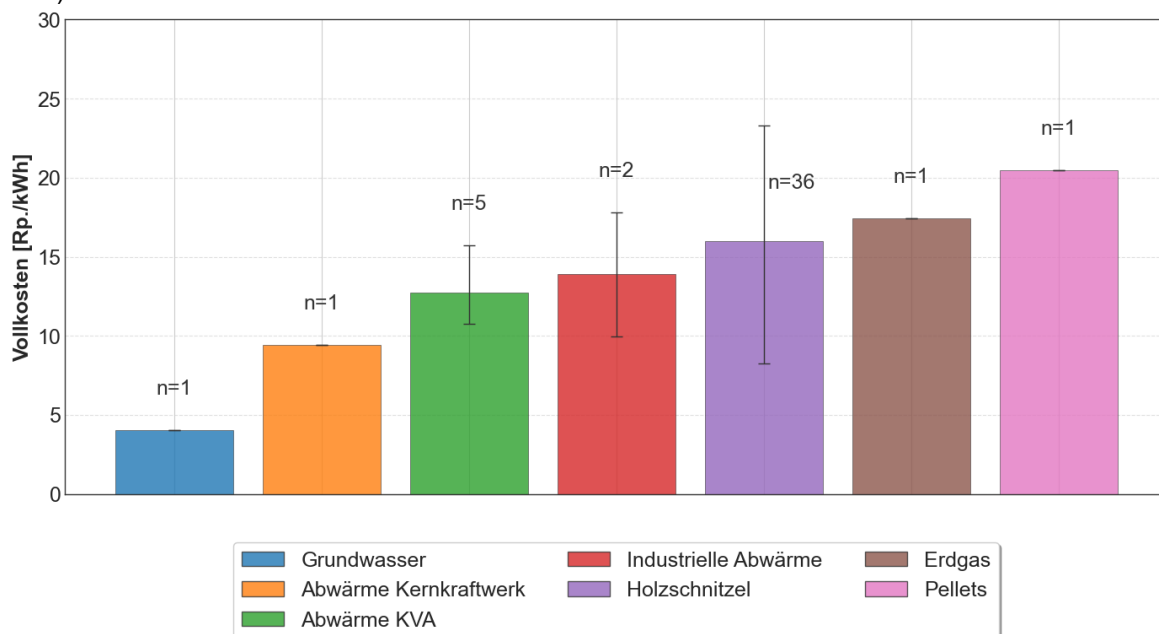


Abbildung 19: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für ein EFH (20'000 kWh, 12 kW) nach Hauptwärmequelle, Stichprobe des Preisüberwachers von 2022 (Preisüberwacher, 2023). Da nur wenige Datenpunkte vorhanden sind für die Quellen, ist keine klare Aussage möglich. Es zeigt sich bei den Netzen mit Holzschnitzeln als Quelle eine grosse Streuung der Kosten, welche laut den Autoren der Studie unter anderem auf die unterschiedlichen Beschaffungskosten für die Holzschnitzel zurückzuführen ist.



4.3 Fossilfreie thermische Netze ohne Biomasse

In den untersuchten fossilfreien thermischen Netzen ohne Biomasse wurden verschiedene Lösungsansätze umgesetzt. Der grundlegende Lösungsansatz besteht in der Erschliessung einer erneuerbaren Wärmequelle (z.B. Seewasser oder Abwärme eines Rechenzentrums), die Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau bereitstellt. Anschliessend wird mittels Wärmepumpen das Temperaturniveau auf die gewünschte Vorlauftemperatur erhöht. In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die verwendeten Wärmequellen, Speicher sowie die verschiedenen Temperaturniveaus untersucht.

4.3.1. Wärmequellen

Eine Analyse der 38 in dieser Studie untersuchten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse ergibt, dass hauptsächlich Abwärme (37 % der Netze) und Seewasser (34 %) als erneuerbare/CO₂-freie Wärmequelle betrachtet werden. Darüber hinaus werden Grundwasser (14 %), Flusswasser (6 %) sowie Erdsonden (9 %) als Wärmequelle betrachtet, wobei die Erdsonden nur als Saisonspeicher dienen. Die Abwärme der KVA (6 %) wird separat aufgeführt, da sie ein deutlich höheres Temperaturniveau als die anderen Abwärmequellen wie Abwasserreinigungsanlagen (ARA), Datacenter und Generatoren in Kraftwerken aufweist. Die Anzahl der Netze, welche eine der genannten Wärmequellen nutzen, sowie deren Umsetzungsstand ist in Abbildung 20 dargestellt. Die Analyse nach Umsetzungsstand ergibt, dass Abwärmequellen bei den bestehenden Netzen am häufigsten genutzt werden, während Seewasser insbesondere bei der Planung neuer Netze im Fokus steht.

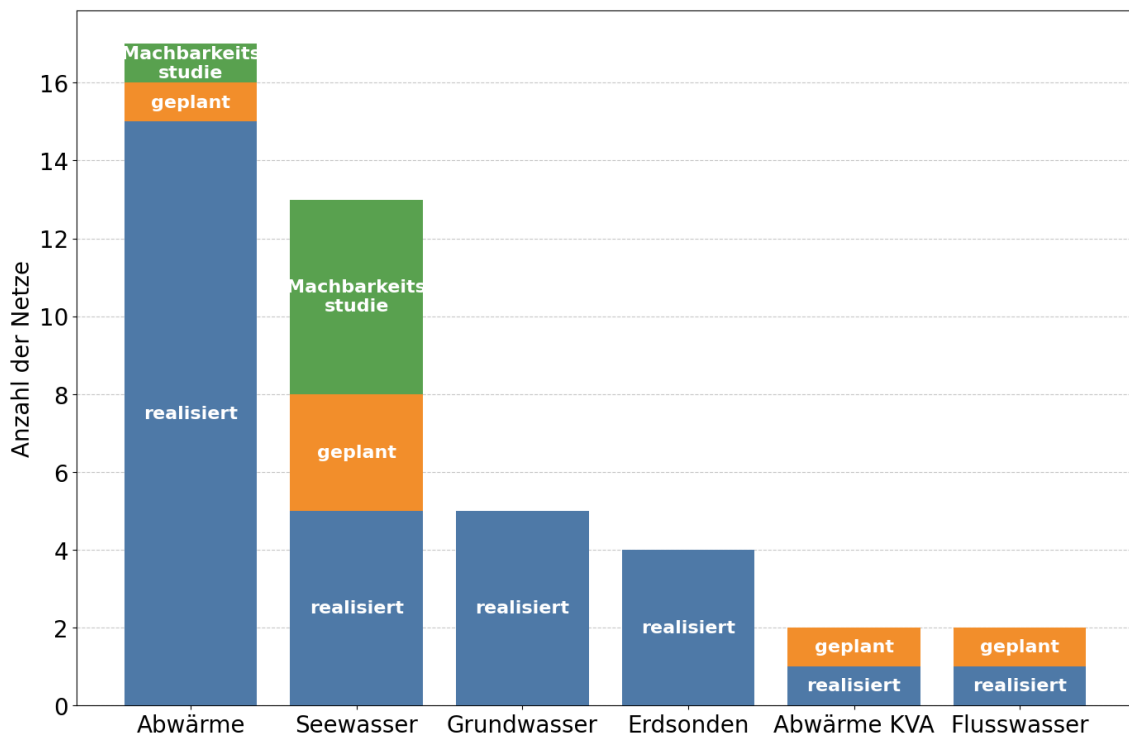


Abbildung 20: Anzahl der in dieser Studie untersuchten fossilfreien Netze ohne Biomasse nach Wärmequelle und Umsetzungsstand des thermischen Netzes. Abwärme und Seewasser stellen die häufigsten Wärmequellen dar, wobei Abwärme besonders bei den realisierten Netzen und Seewasser bei den geplanten Netzen zum Einsatz kommt. Ein Teil der betrachteten Netze nutzt mehrere Energiequellen, weshalb die Gesamtanzahl hier höher ist als die Anzahl der betrachteten Netze.

4.3.2. Speicher

In den untersuchten fossilfreien Netzen ohne Biomasse ist in der Regel ein Pufferspeicher in der Zentrale installiert, wobei es sich meistens um kleinere Speicher handelt, die lediglich eine kurzzeitige



Wärmelieferung (1 bis 2 Stunden) ermöglichen. Die primären Ziele dieser Speicher sind das Glätten der Spitzenlast sowie die Optimierung der Laufzeiten von Wärmepumpen. Bei vier der untersuchten Netze werden auch Erdsondenfelder als saisonale Speicher genutzt. Diese dienen lediglich als zusätzliche Wärmequelle für die Wärmepumpen und können das Netz nicht unmittelbar mit Wärme versorgen. Die Gründe für die Verwendung kleinerer Speicher sind laut Gesprächen mit den Energieversorgern und Ingenieurbüros einerseits der begrenzte Platz und andererseits die Kosten.

4.3.3. Typen von fossilfreien thermischen Netzen

Die am häufigsten vorkommende Art eines thermischen Netzes ohne fossile Energiequelle oder Biomasse weist eine Vorlauftemperatur von über 60 °C auf. Dies ist bei 18 Netzen der Fall, nur in 6 Netzen mit zentraler Wärmeerzeugung wurde eine niedrigere Vorlauftemperatur von ca. 40 °C umgesetzt. Bei Letzteren wird das Warmwasser entweder dezentral aufbereitet, oder mittels eines Ladefensters, beispielsweise einmal täglich, zentral erzeugt, um damit die lokalen Warmwasserspeicher zu füllen. Diese Netze demonstrieren somit die Machbarkeit einer fossilfreien Lösung mit niedrigen Vorlauftemperaturen. Eines der Netze zeigt zudem die Machbarkeit auf bei einem Mix der Gebäude von Alt- und Neubauten durch die Verwendung von 4 Leitungen. Wobei 2 Leitungen eine hohe Vorlauftemperatur für die Altbauten haben und 2 Leitungen eine tiefere Vorlauftemperatur für die Neubauten haben.

Ein Problem in der Umsetzung ist die hohe Temperaturvorgabe für das Brauchwarmwasser aufgrund der Gefahr von Legionellen. Wenn diese Vorgaben gelockert werden oder die Warmwassererzeugung dezentral stattfindet, können die Wärmepumpen eine höhere Arbeitszahl erreichen. Eine weitere Lösungsmöglichkeit stellen Anergienetze dar, bei denen das Wasser von der Quelle, beispielsweise einem See oder Grundwasser, direkt zu den Kunden transportiert wird und dort mittels einer kleineren lokalen Wärmepumpe auf das gewünschte Temperaturniveau gebracht wird. Diese Lösung wurde in 14 Netzen umgesetzt, wobei teilweise mehrere Gebäude von einer Quartierzentrale versorgt werden. In diesen Netzen wird die Wärme zentral für einen Teil des Netzes erzeugt, was somit eine Mischform eines Anergie- und Hochtemperaturnetzes (>60°C) darstellt.

4.4 Hürden und Lösungsansätze für fossilfreie Netze ohne Biomasse

4.4.1. Wirtschaftlichkeit

In der in dieser Studie durchgeführten Online-Umfrage wurde von den befragten Unternehmen die Wirtschaftlichkeit als der Hauptgrund genannt, der gegen eine fossilfreie Umsetzung der Spitzenlast spricht. Die höheren Kosten einer fossilfreien Spitzenlastdeckung basieren hauptsächlich auf den hohen Investitionskosten einer Wärmepumpe, während die Betriebskosten einer Wärmepumpe im Vergleich dazu eher gering sind. Eine Reduktion der Spitzenlast, bzw. eine bessere Verteilung der Spitzen hat demnach erheblichen Einfluss auf die Kosten der Spitzenlastabdeckung. Dies resultiert in einer kleineren Leistung der Wärmepumpe bei gleichbleibendem Anteil der Spitzenlast an der Gesamtwärme, somit einer besseren Auslastung der Wärmepumpe. Zudem sind die Kosten der Wärmeerzeugung (exklusive Investitionskosten) mit einer Wärmepumpe oft geringer als mit Erdgas, was einen weiteren Vorteil in der wirtschaftlichen Betrachtung darstellt (Oppermann et al., 2022). Folglich tragen alle Massnahmen, die zu einer Reduktion der Spitzenlast führen, zu niedrigeren Kosten einer erneuerbaren Lösung bei. Im nachfolgenden Kapitel 4.4.2 werden verschiedene Lösungsansätze vorgestellt, die zu einer Reduktion der Spitzenlast führen und somit zu niedrigeren Kosten einer erneuerbaren Lösung beitragen.

Ein Lösungsansatz zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit besteht in der Reduzierung der Vorlauftemperatur auf unter 60 °C, wie schon in Kapitel 4.3 beschrieben. Diese Massnahme erhöht die Effizienz der Wärmepumpen durch die Verringerung des Temperaturhubs. Diese Lösung wurde bereits in mehreren Netzen umgesetzt, insbesondere bei Neubauten. Bei einer Mischung aus Neu- und Altbauten sind zwei getrennte Leitungen erforderlich. Eine Herausforderung stellt die Warmwasserversorgung dar, die über Ladefenster oder dezentrale Wärmepumpen erfolgt. In Niedertemperaturnetzen hat sich dies bewährt und zu Kosteneinsparungen durch höhere Arbeitszahlen geführt.



4.4.2. Reduktion Spitzenlast

Im Rahmen der Planung neuer thermischer Netze ist es wichtig, die Auswirkungen des Klimawandels auf die winterlichen Temperaturen zu berücksichtigen. Prognosen zufolge werden die Winter in Zukunft wärmer und zudem seltener sehr kalt sein (NCCS, 2019). In Kombination mit einer optimierten Dämmung der Gebäude führt dies zu einer Reduktion der Höhe der Leistungsspitzen im Netz sowie deren Häufigkeit und Dauer. In der Folge werden die erwarteten Spitzenlasten niedriger, wodurch Wärmeerzeuger für Spitzenlast auf eine geringere Leistung ausgelegt werden können.

Ein aktuell von energie wasser luzern (ewl) untersuchter Lösungsansatz sieht die Nutzung der angeschlossenen Gebäude selbst als Energiespeicher durch aktives Lastmanagement vor (Marco Stephan, Leiter Projektentwicklung ewl, persönliche Kommunikation, 13.03.2025). Im Rahmen dieses Ansatzes werden einzelne Gebäude temporär vom Netz getrennt, wobei die Temperaturen im Gebäude durch die Trägheit der Gebäudemasse nur geringfügig sinken. Dadurch ist es möglich, Spitzenlasten zu brechen und den Gleichzeitigkeitsfaktor zu senken. Dieser und weitere Lösungsansätze werden aktuell von ewl vertieft ausgearbeitet. Dabei werden neben technischen auch rechtliche sowie kommerzielle Aspekte beleuchtet.

Nebst den konventionellen, etablierten Speichertechnologien werden auch innovative Ansätze zur Erweiterung des nutzbaren Speichervolumens diskutiert. So kann z.B. das thermische Netz selbst als Speicher betrachtet werden, wobei durch eine gezielte Erhöhung der Vorlauftemperatur zusätzliche Energie im Netz gespeichert werden kann (Kevin Steiger, Fachplaner Energie Anex, persönliche Kommunikation, 28.03.2025). Die Schwierigkeit besteht hier darin, dass dabei die Rücklauftemperatur eine gewisse Temperatur nicht überschreiten darf aufgrund der Betriebsbedingungen der Kältemittel der Wärmepumpe, was einen genügenden Wärmeabsatz bei den Kunden voraussetzt. Dieser Lösungsansatz ist aktuell erst in der konzeptuellen Phase, könnte aber eine signifikante Speicherkapazität darstellen.

Eine weitere Variante zur Reduktion der Spitzenlast liegt im gestaffelten Laden der Brauchwarmwasserspeicher. Dadurch kann eine Spitze von diesem Bedarf verhindert werden. Diese Lösung lässt sich gut mit dem Ansatz einer reduzierten Vorlauftemperatur kombinieren, da bei dieser die Brauchwarmwasserversorgung durch Ladefenster mit einer höheren Vorlauftemperatur und somit unabhängig von der Versorgung mit Heizwärme stattfindet.

Von Seiten ewl wird auch der Lösungsansatz des Zusammenschlusses mehrerer Netze verfolgt. Dies hat den Vorteil, dass sämtliche Produktionsanlagen, insbesondere die Spitzenlastzentralen eine höhere Auslastung erreichen, da sich der Gleichzeitigkeitsfaktor reduziert, wenn eine grössere Anzahl Kunden versorgt wird (Marco Stephan, Leiter Projektentwicklung ewl, persönliche Kommunikation, 13.03.2025). Weiter können Synergien, beispielsweise bei Redundanzanlagen oder der Integration neuer Technologien geschaffen werden.

Weiter könnten die Anbieter durch die Tarifgestaltung einen Anreiz bei den Kunden setzen für die Reduktion der Spitzenlast. Dies z.B. durch hohe Tarife für die Anschlussleistung oder bei Spitzenlasten. Somit könnte es sich für die Kunden finanziell lohnen das Gebäude zu sanieren oder lokal einen Zwischenspeicher zu installieren.

4.4.3. Versorgungssicherheit

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurde in der Umfrage von 9 % der Unternehmen als Grund angegeben, weshalb thermische Netze nicht fossilfrei umgesetzt werden, da das Risiko eines Totalausfalls zu vermeiden ist. In vielen Fällen wird ein Gaskessel verbaut, der sowohl der Deckung der Spitzenlast als auch der Sicherstellung der Redundanz im Falle eines Ausfalls des Wärmeerzeugers der Grundlast dient.

Die Realisierung einer derartigen Redundanz mit einer erneuerbaren Wärmequelle ist mit hohen Kosten verbunden, da beispielsweise die Investitionskosten einer Wärmepumpe deutlich höher sind als die eines Gaskessels. Zudem besteht die Gefahr eines Totalausfalls, falls die Wärmequelle für die Wärmepumpe von einem Problem betroffen ist, beispielsweise die Wasserfassung bei der Nutzung von Seewasser.



Eine mögliche Lösung stellt in diesem Zusammenhang die Nutzung verschiedener erneuerbarer Wärmequellen dar, um bei einem Ausfall einer dieser Quellen eine ausreichende Redundanz sicherzustellen und somit einen Totalausfall zu vermeiden.

Im Falle des Wunschs nach einer Absicherung durch fossile Redundanz kann die Installation eines Anschlusses für eine mobile Heizung Abhilfe schaffen. Bei einem Ausfall der Wärmepumpe kann auf diese Weise auf Abruf Wärme geliefert werden. Eine weitere Lösung stellen zentrale oder dezentrale Heizkessel dar, welche jedoch nur bei Ausfällen zum Einsatz kommen. Bei der dezentralen Lösung wird zudem der Platzbedarf in der Zentrale reduziert.

4.4.4. Beschränkter Platz

In städtischen Gebieten ist der Platz für die Energiezentrale oft begrenzt, was zu einer Herausforderung für eine erneuerbare Spitzenlastdeckung führt. Dies liegt daran, dass ein Gasbrennkessel in der Regel kleiner ist als eine Wärmepumpe mit gleicher Leistung und somit aus Platzgründen bevorzugt wird. Eine Möglichkeit, dieses Problem zu adressieren, ist der Einsatz dezentraler Lösungen. Dies kann durch die Auslagerung der Redundanz oder die teilweise Deckung von Spitzenlasten durch dezentrale Speicher erfolgen.

Derzeit werden Speicher lediglich für die kurzzeitige Überbrückung von wenigen Stunden eingesetzt. Bei neuen Netzen werden auch grössere sowie dezentrale Speicher betrachtet. Aufgrund der oft beschränkten Platzverhältnisse werden zudem auch neuere Speicherarten wie Phasenwechselspeicher in Betracht gezogen, welche eine höhere Energiedichte aufweisen. Als konkretes Beispiel kann hier das Pilotprojekt in Horw Kriens genannt werden, welches eine Speicherlösung der Firma Cowa für die Spitzenlastglättung im thermischen Netz der ewl verwendet (Cowa, 2025). Diese auf Phasenwechselmaterial basierenden Speicher zeichnen sich durch eine bis zu dreimal höhere Energiespeicherkapazität pro Volumen im Vergleich zu herkömmlichen Wasserspeichern aus.

4.5 Kosten der fossilfreien Netze ohne Biomasse

In diesem Kapitel werden die Kosten der untersuchten fossilfreien Netze ohne Biomasse dargestellt. Hierfür wurden die Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die fossilfreien Netze ohne Biomasse für die Gebäudekategorien von Kapitel 3.2 anhand des Arbeits- und Leistungspreises berechnet. Die Kosten der verschiedenen Gebäudekategorien für die untersuchten fossilfreien Netze sind in Abbildung 21 aufgeführt. Die unterschiedliche Spannweite der Vollkosten für die fossilfreien Netze ohne Biomasse ist teilweise darauf zurückzuführen, dass nicht für alle Gebäudekategorien vollständige Daten erhalten wurden. Grössere Abnehmer (Kategorien MFH gross und Grossbauten) erhalten oft günstigere



Tarife für den Leistungspreis was zu niedrigeren Vollkosten führt. Dies ist aber nicht bei allen Netzen der Fall, weshalb diese Kategorien eine grössere Spannweite der Vollkosten aufweisen.

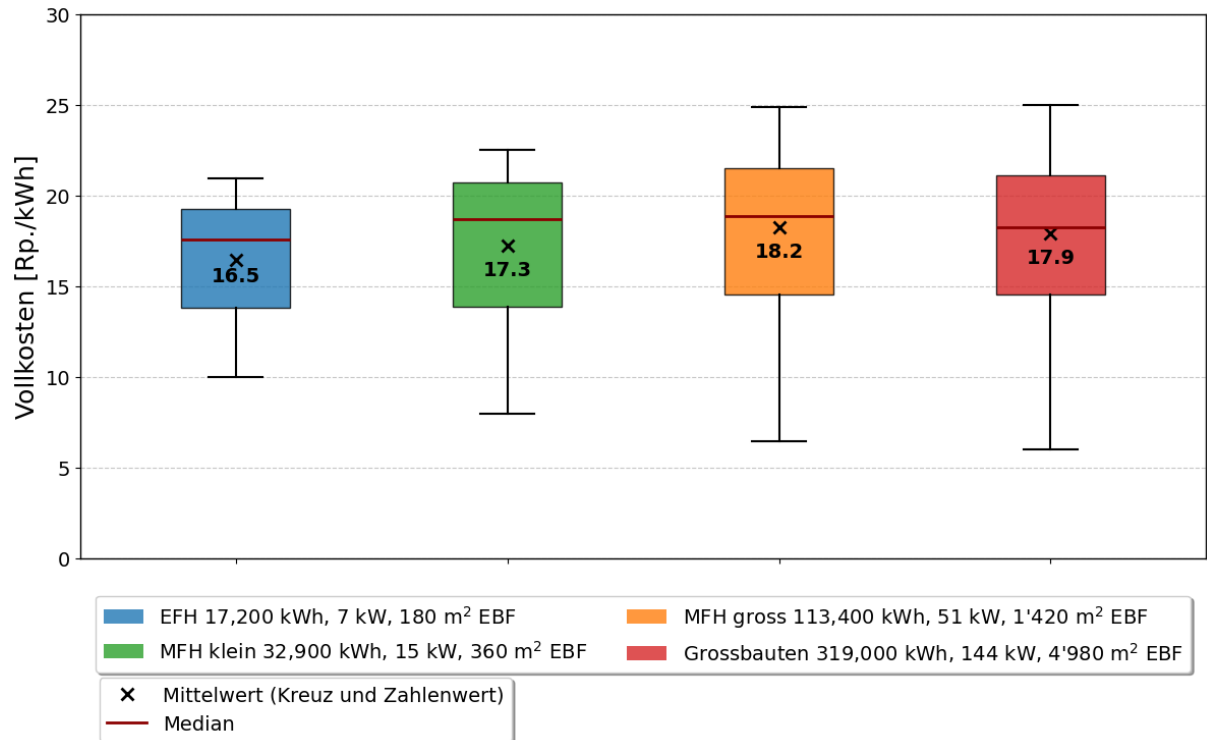


Abbildung 21: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die in dieser Studie untersuchten fossilfreien Netze ohne Biomasse (EFH n=12, MFH klein n=14, MFH gross n=19, Grossbauten n=23) für die in Kapitel 3.2 präsentierten Gebäudekategorien. Der Datensatz ist dabei nicht für alle Kategorien vollständig. Die grössere Spannweite bei den Kategorien MFH gross und Grossbauten ist auf die teilweise günstigeren Konditionen für Grossabnehmer zurückzuführen.

Zum Vergleich der Kostenzusammensetzung für die Kunden zwischen den in dieser Studie betrachteten fossilfreien Netzen ohne Biomasse und den Netzen der Stichprobe des Preisüberwachers wurden die einmaligen Anschlusskosten für die betrachteten fossil- und Biomasse freien Netze für die Kategorie des Preisüberwachers EFH (20'000 kWh, 12 kW) berechnet. In einigen Fällen wurden keine Anschlusskosten erhoben. Diese liegen im Durchschnitt bei ca. 5'000 CHF und somit deutlich niedriger als für die Stichprobe des Preisüberwachers mit 12'000 CHF. Dies aufgrund der vielen Netze, welche keine Anschlussgebühren erheben. Wie schon in Kapitel 4.2.1 erwähnt, werden die Kosten für den Netzananschluss je nach Anbieter unterschiedlich festgelegt, weshalb die Anschlusskosten der fossilfreien Netze ohne Biomasse nicht direkt mit denen der Stichprobe des Preisüberwacher verglichen werden können. Da die Anschlusskosten bei den fossilfreien Netzen im Mittel deutlich niedriger sind, kann angenommen



werden, dass ein grösserer Anteil der Anschlusskosten auf den Grund- oder Leistungspreis abgewälzt wird.

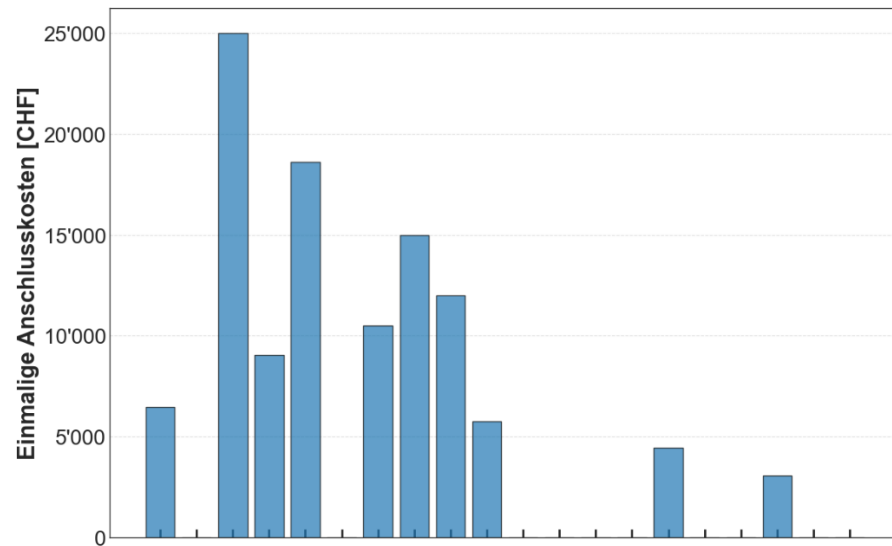


Abbildung 22: Einmalige Anschlusskosten der untersuchten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse für die Gebäudekategorie des Preisüberwachers EFH (20'000 kWh, 12 kW). Jeder Balken steht für die Anschlusskosten in einem spezifischen thermischen Netz, wobei in gewissen Netzen keine Anschlusskosten erhoben werden. Die durchschnittlichen Kosten belaufen sich auf 5'000 CHF und sind somit deutlich niedriger, wie für die Netze der Stichprobe des Preisüberwachers mit 12'000 CHF. Dies aufgrund der vielen Netze, welche keine Anschlussgebühren erheben.

Eine Aufschlüsselung der Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die Gebäudekategorie MFH gross ((113'400 kWh, 51 kW) nach Nennleistung und Netzlänge ist in Abbildung 23 aufgeführt. Netze mit einer hohen Nennleistung haben grundsätzlich auch längere Netze. Es zeigt sich keine klare Abhängigkeit der Kosten von der Nennleistung oder Netzlänge. Sowohl die grossen als auch die kleinen Netze sind grundsätzlich in einem ähnlichen Preisbereich, wobei die kleineren Netze vereinzelt deutlich tiefere Kosten aufweisen. Dies ist wahrscheinlich aber eher auf die individuellen Gegebenheiten sowie die Wärmequelle zurückzuführen als die Grösse der Netze.

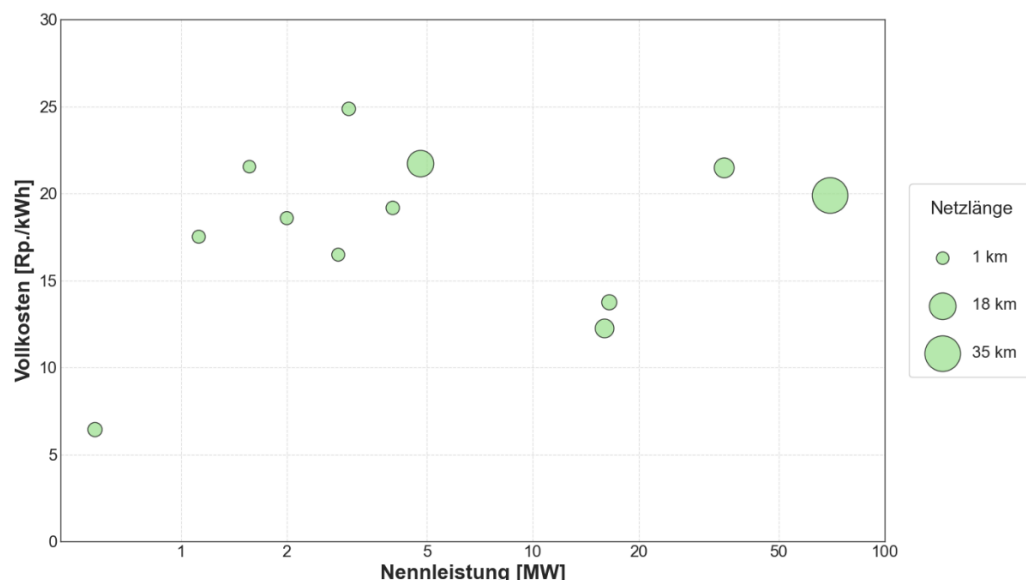


Abbildung 23: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten der betrachteten fossilfreien Netze ohne Bio-masse nach Nennleistung (logarithmische Skala). Die Punktgrössen sind nach Netzlänge skaliert. Die Preise variieren stark, es ist aber keine Korrelation mit der Nennleistung oder Netzlänge ersichtlich.



Ein Vergleich der Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten nach Wärmequellen analog zu der Auswertung des Preisüberwachers (Abbildung 19) ist in Abbildung 24 aufgeführt. Eine Auswertung ist ebenfalls nur bedingt möglich, da nur wenige Datenpunkte pro Wärmequelle vorhanden sind. Es ist aber eine Tendenz ersichtlich, dass Netze mit See- oder Grundwasser zu den teureren Netzen gehören, während für Netze mit Abwärme als Quelle eine grosse Spannweite besteht. Im Allgemeinen weisen die Abwärmequellen ein deutlich höheres Temperaturniveau ($> 20^{\circ}\text{C}$) auf als Seewasser, was grundsätzlich zu niedrigeren Preisen für die Kunden führen kann. Flusswasser wird in den Netzen nur in Kombination mit Abwärme verwendet, was die geringeren Kosten im Vergleich mit See- und Grundwasser erklären kann.

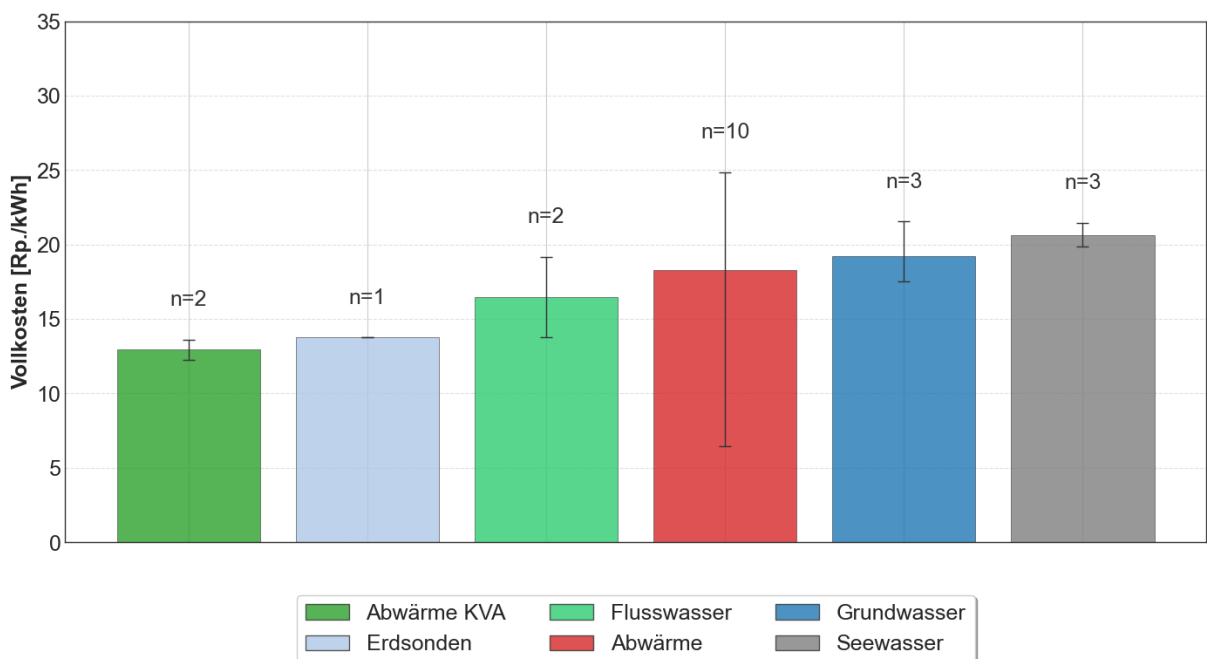


Abbildung 24: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten nach Wärmequelle für fossilfreie Netze ohne Biomasse. Es sind nur wenige Datenpunkte pro Kategorie vorhanden, was eine Auswertung erschwert. Es ist aber eine Tendenz ersichtlich, dass Netze mit See- oder Grundwasser zu den teureren Netzen gehören, während für Netze mit Abwärme als Quelle eine grosse Spannweite besteht. Im Allgemeinen weisen die Abwärmequellen ein deutlich höheres Temperaturniveau ($> 20^{\circ}\text{C}$) auf als Seewasser, was grundsätzlich zu niedrigeren Preisen für die Kunden führen kann. Ein Teil der betrachteten Netze nutzen mehrere Energiequellen, weshalb die Gesamtanzahl hier höher ist als die Anzahl der betrachteten Netze.

4.6 Kostenvergleich fossiler und fossilfreier Netze

In diesem Kapitel findet der Vergleich der Vollkosten der Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse von der Stichprobe des Preisüberwachers und den fossilfreien Netze ohne Biomasse dieser Studie statt. Als Übersicht werden in Abbildung 25 die Vollkosten für alle Gebäudekategorien aufgeführt. Die Kosten für fossilfreie Netze ohne Biomasse sind in der Regel höher, können sich aber in einer ähnlichen Spannweite bewegen wie die Kosten für ein thermisches Netz mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse. Es ist zu berücksichtigen, dass die Stichprobe des Preisüberwachers hauptsächlich Netze mit Holz oder KVA als Energiequelle umfasst, welche keine Wärmepumpen erfordern. Es werden somit auch die Kosten unterschiedlicher Technologien zur Wärmeerzeugung verglichen

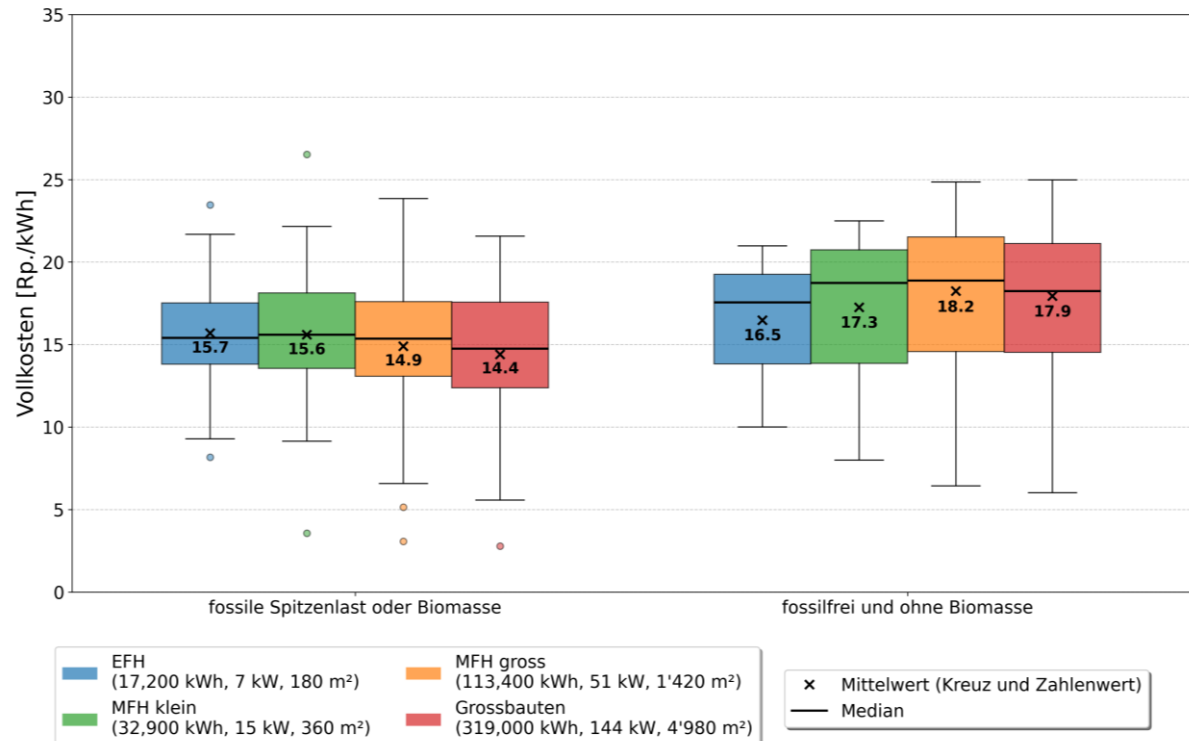


Abbildung 25: Vergleich der Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten (im Jahr 2024) thermischer Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Strichprobe des Preisüberwachers) und den in dieser Studie betrachteten fossilfreien thermischen Netzen ohne Biomasse für die in Kapitel 3.2 präsentierten Gebäudekategorien. Stichprobenumfang fossil: EFH, MFH klein, MFH gross n = 46, Grossbauten n = 41, fossilfrei: EFH n=12, MFH klein n=14, MFH gross n=19, Grossbauten n=23, Boxplot Darstellung wobei die Box die mittleren 50 % der Werte enthält und die T-Balken die Werte angeben welche im Abstand bis zu 1.5 x Interquartilsabstand (Boxlänge) von der Box sind, Ausreisser sind als Punkte dargestellt. Die Vollkosten für die fossilfreien Netze ohne Biomasse sind im Durchschnitt leicht höher. Es zeigt sich eine weitgehende Überschneidung der Spannweiten.

Zur Veranschaulichung des Vollkostenvergleichs wird auf Abbildung 26 verwiesen, in welcher die Vollkosten exklusiver einmaliger Anschlusskosten für die Gebäudekategorie MFH gross (Mehrfamilienhaus mit 113'400 kWh Wärmebezug pro Jahr und einer Anschlussleistung von 51 kW) verglichen werden. Der Fokus liegt auf dieser Gebäudekategorie, da in dieser Kategorie der höchste Wärmeabsatz stattfindet. Der Durchschnitt der Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten beläuft sich auf 18.2 Rp./kWh für die untersuchten fossilfreien Netze ohne Biomasse und 14.9 Rp./kWh. für die Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse.

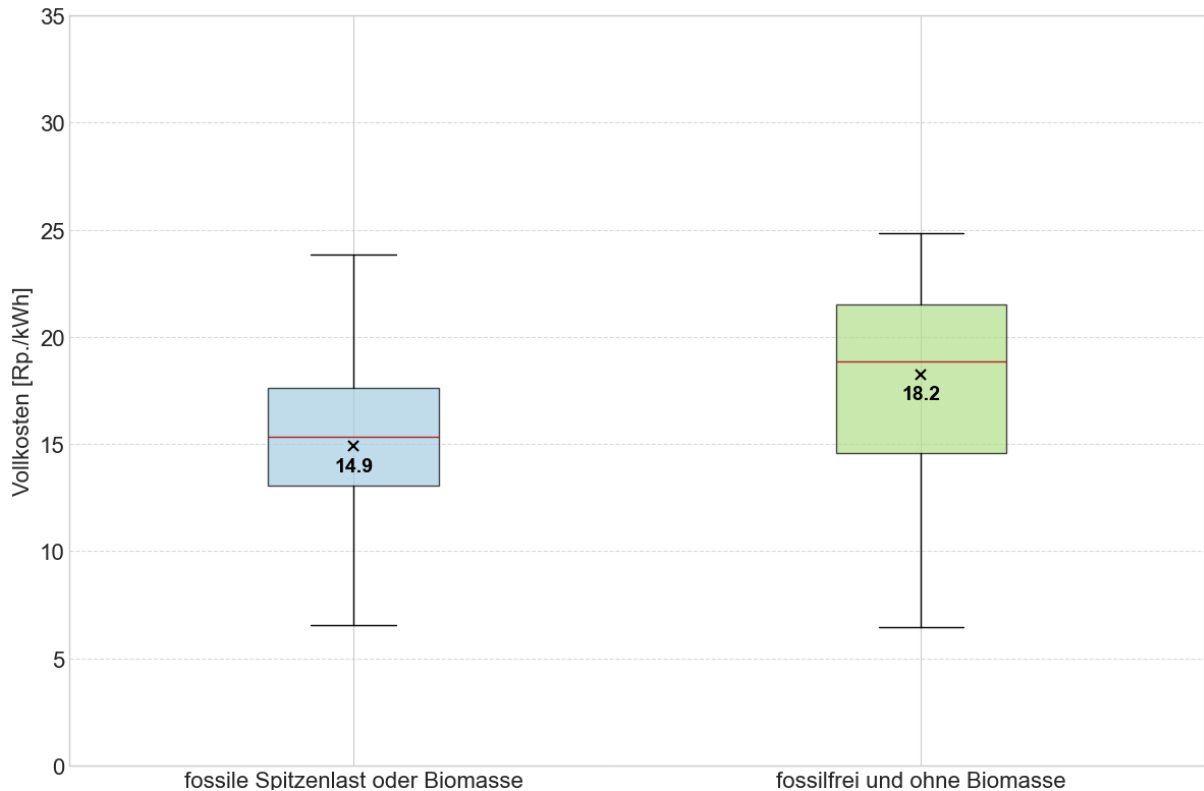


Abbildung 26: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die Gebäudekategorie MFH gross (113'400 kWh, 51 kW) in thermischen Netzen mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers, n=46) und die in dieser Studie betrachteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse (n=19). Die Vollkosten für die fossilfreien Netze ohne Biomasse sind im Durchschnitt leicht höher, es gibt aber eine starke Überschneidung der Spannweiten, wo die Kosten der fossilfreien Netze in einem ähnlichen Bereich wie die Netze mit fossiler Spitzenlast sind.

Abbildung 27 zeigt die Vollkosten für die thermischen Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers inklusive der durchschnittlichen Kosten für DAC von 2025 bis 2050. (Annahme 20% Spitzenlast mit Erdgas). Die durchschnittlichen Kosten der fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse belaufen sich auf 18.2 Rp./kWh und liegen damit geringfügig über den durchschnittlichen Kosten für die thermischen Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse, die 16.9 Rp./kWh betragen. Es ist anzumerken, dass die Kosten für DAC auf der Annahme einer signifikanten Senkung der Kosten bis zum Jahr 2050 basieren. Somit können die Kosten für thermische Netze mit fossiler Spitzenlast und DAC auch deutlich höher ausfallen.

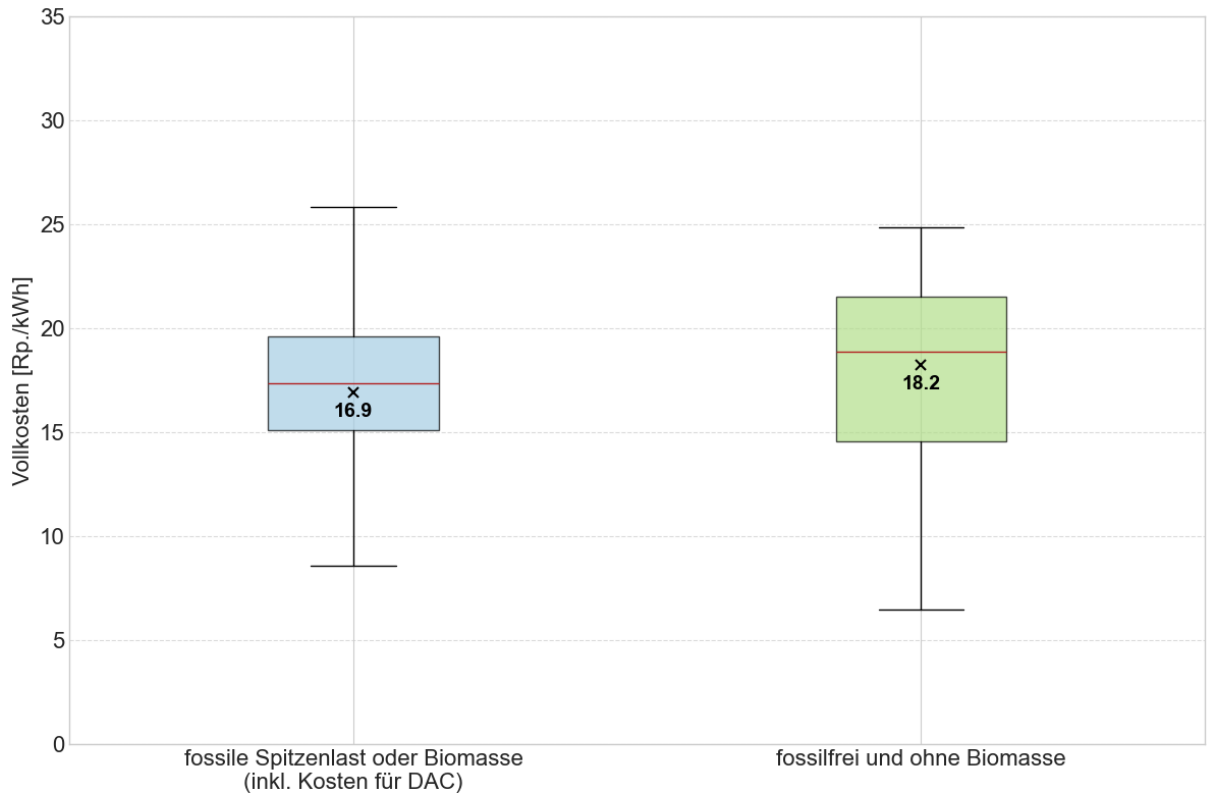


Abbildung 27: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten Gebäudekategorie MFH gross (113'400 kWh, 51 kW) für thermische Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers n=46, inklusive der durchschnittlichen Kosten von 2025 bis 2050 für DAC zur Vermeidung von CO₂ Emissionen) und die in dieser Studie betrachteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse (n=19). Die durchschnittlichen Kosten sind für beide Kategorien von thermischen Netzen fast gleich.

In Abbildung 28 werden die durchschnittlichen Kosten für den Einsatz von e-Methan anstelle von fossilem Methan für den Zeitraum von 2025 bis 2050 zu den Vollkosten der thermischen Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers) addiert. Unter dieser Annahme sind die durchschnittlichen Kosten für thermische Netze in der Schweiz mit 20.3 Rp./kWh deutlich höher als die untersuchten fossilfreien Netze ohne Biomasse mit 18.2 Rp./kWh.

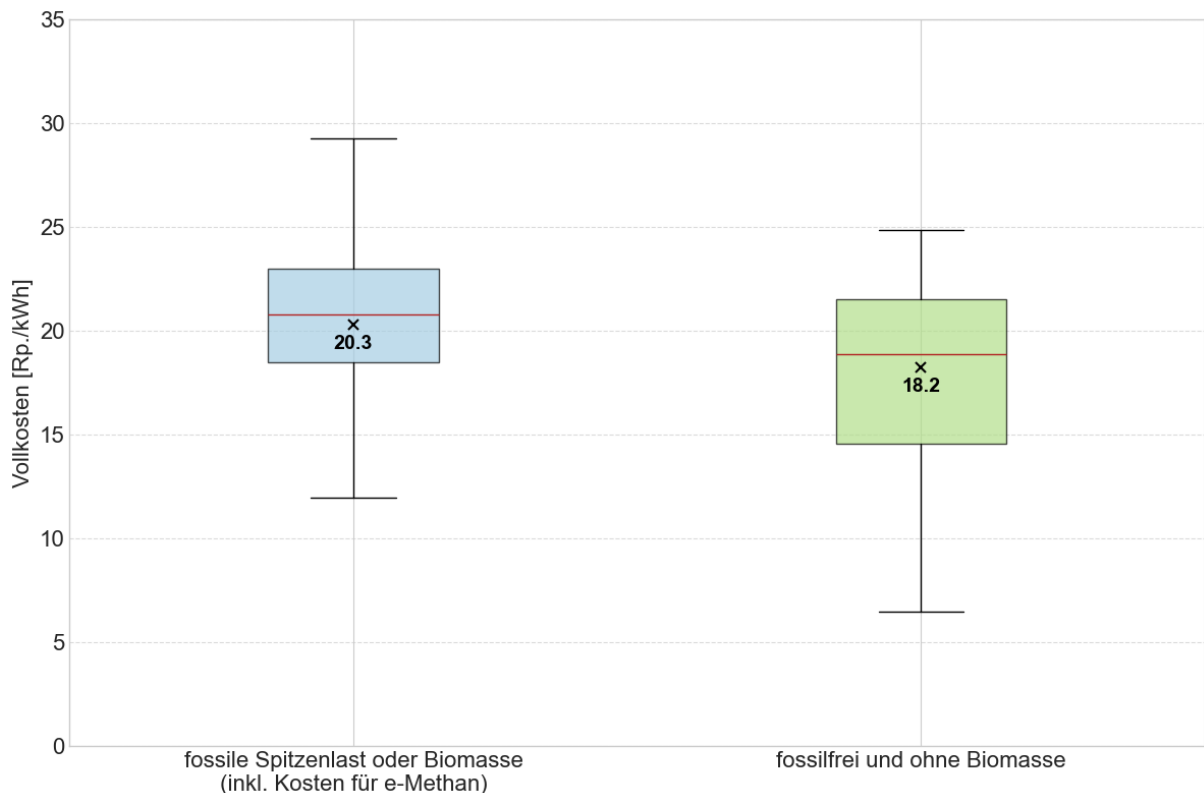


Abbildung 28: Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die Gebäudekategorie MFH gross (113'400 kWh, 51 kW) für thermische Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (Stichprobe des Preisüberwachers n=46, inklusive der durchschnittlichen Kosten von 2025 bis 2050 für e-Methan zur Vermeidung von CO₂ Emissionen) und die in dieser Studie betrachteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse (n=19). Der Einsatz synthetischer Brennstoffe würde zu deutlich höheren Kosten führen und der Betrieb bestehender Netze mit Syngas wäre deutlich teurer als der Betrieb eines Netzes mit Wärmepumpen ohne fossile Brennstoffe.

4.7 Berechnung der Wärmegestehungskosten der Spitzenlast mit synthetischen Brennstoffen oder Wärmepumpen

Um die Spitzenlast in thermischen Netzen CO₂-neutral zu betreiben, wird die Substitution fossiler Brennstoffe durch synthetische, CO₂-neutrale Brennstoffe diskutiert. Dies würde bedeuten, dass weiterhin Gas- oder Ölkessel zur Spitzenlastabdeckung installiert werden. Wenn dies heute in die Planung von neuen thermischen Netzen einfließt, dann ist ein späterer Wechsel auf eine erneuerbare Wärmeherzeugung mittels Wärmepumpen schwierig. In diesem Kapitel werden daher die zukünftigen Wärmegestehungskosten für die Spitzenlastherzeugung mit synthetischen Brennstoffen analysiert und mit den Kosten der erneuerbaren Wärmeherzeugung mit Wärmepumpen verglichen.

Für die Berechnungen wurde das Szenario einer Grundlastdeckung durch eine erneuerbare Wärmequelle und Wärmepumpen angenommen. Für die Spitzenlast wurden verschiedene Varianten der Wärmeherzeugung betrachtet. Bei den synthetischen Brennstoffen wurden synthetisches Methan (e-Methan) und synthetisches Methanol (e-Methanol) betrachtet, welche aus CO₂ und grünem Wasserstoff hergestellt werden. E-Methan kann direkt Erdgas in einem Gaskessel ersetzen, während für e-Methanol ein spezieller Methanol-Brennkessel notwendig ist.

Die Berechnungen basierten auf vereinfachten Annahmen, welche in Kapitel 3.4 beschrieben sind. Verglichen wurden die Wärmegestehungskosten von 2 Wärmepumpenvarianten sowie der synthetischen Brennstoffe e-Methan und e-Methanol. Die Kosten wurden für die Jahre 2025, 2030 und 2050



berechnet. Dies für je 3 verschiedene Grössen der Spitzenlastzentralen von 0.5, 2.5 und 5 MW. Für den Spitzenlastanteil wurde ein Wert von 10 % der Gesamtwärme angenommen.

Die Ergebnisse der Berechnungen für die mittlere Grösse der Spitzenlastzentrale (2.5 MW) sind in Abbildung 29 aufgeführt. Die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen ist dabei am günstigsten. Auch in fast allen anderen Fällen ist die Spitzenlastdeckung mit Wärmepumpen deutlich günstiger als die Spitzenlastdeckung mit synthetischen Brennstoffen. Einzig im Szenario einer Spitzenlastdeckung mit Wärmepumpe und Wärmequelle Seewasser ist die Variante mit einer 0.5 MW Wärmepumpe teurer (siehe Abbildung 3029 im Anhang). Dies da für diese Grösse deutlich höhere Investitionskosten pro Leistung anfallen. Da in der Praxis realistischerweise wahrscheinlich eine einzelne Wärmepumpe für die Grund- und Spitzenlast eingesetzt werden würde, wären diese Investitionskosten real aber tiefer. Für alle anderen Fälle sind die Wärmegestehungskosten der Spitzenlastherzeugung mittels Wärmepumpen deutlich tiefer als mittels synthetischer Brennstoffe. Die Variante mit Seewasser ist teurer als mit der Abwärme eines Rechenzentrums, da die Quelltemperatur deutlich niedriger ist.

Die Kosten für die Spitzenlastdeckung mit synthetischen Brennstoffen sinken über die Jahre, da von sinkenden Brennstoffkosten ausgegangen wird. Die Kosten für die Spitzenlastherzeugung mittels Wärmepumpen ändern sich nur geringfügig, da konstante Investitionskosten und nur leicht schwankende Strompreise eingesetzt wurden.

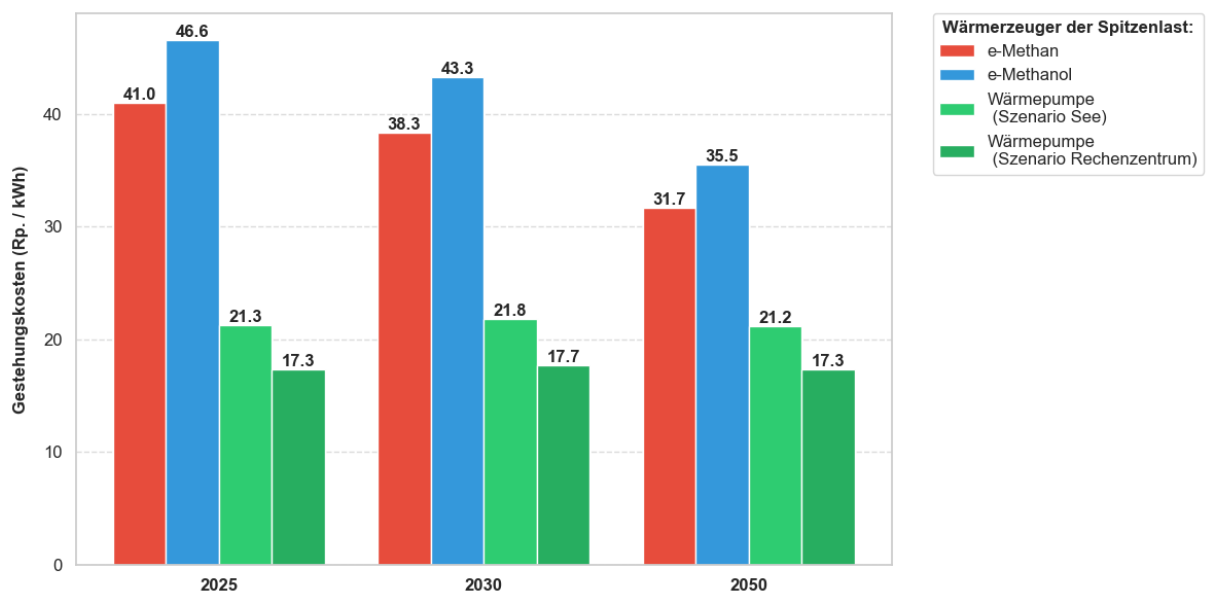


Abbildung 29: Wärmegestehungskosten der Spitzenlast für verschiedene Technologien unter Annahme von 10 % Spitzenlast an der Gesamtwärme und Spitzenlastleistung von 2.5 MW. Die Gestehungskosten sinken für die Wärmeerzeugung mittels synthetischer Brennstoffe über die Jahre, sind aber in allen Jahren deutlich höher als die Wärmegestehungskosten für Spitzenlast mittels Wärmepumpen.

Die durchschnittlichen Kosten für Spitzenlast von heute bis 2050, siehe Tabelle 16, sind für die synthetischen Brennstoffe niedriger als heute, während die Kosten für die Spitzenlastherzeugung mittels Wärmepumpen fast gleich sind wie heute. Auch in diesem Vergleich sind die Kosten für die Spitzenlastherzeugung mit synthetischen Brennstoffen deutlich höher als für die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen. So sind die Wärmegestehungskosten bei der Verwendung von e-Methan im Durchschnitt bei 10 % Spitzenlastanteil an der Gesamtwärme mit 35.8 Rp./kWh ca. 65 % höher als mittels einer Wärmepumpe mit 2.5 MW Leistung. Die Wärmegestehungskosten mittels e-Methanol sind mit 40.3 Rp./kWh ca. doppelt so hoch wie die Wärmeerzeugung mittels einer Wärmepumpe mit 2.5 MW Leistung. Würde eine Wärmequelle mit höherer Temperatur zum Beispiel von einem Rechenzentrum verwendet, wären



die Kosten bei der Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe mit 2.5 MW Leistung noch niedriger mit 17.5 Rp./kWh.

Tabelle 16: Durchschnittliche Kosten für die Wärmeerzeugung der Spitzenlast von 2025 bis 2050 für das Szenario einer Spitzenlastzentrale mit 2.5 MW Leistung und 10 % Spitzenlastanteil an der Gesamtwärme.

Wärmeerzeugung Spitzenlast	Durchschnittliche Kosten 2025 bis 2050
e-Methan (Rp./kWh)	35.8
e-Methanol (Rp./kWh)	40.3
Wärmepumpe See (Rp./kWh)	21.6
Wärmepumpe RZ (Rp./kWh)	17.5

Um den Einfluss unterschiedlicher Preise für synthetische Kraftstoffe und Strom aufzuzeigen, wurde eine Sensitivitätsanalyse der Mehrkosten pro kWh Spitzenlastdeckung durch e-Methan im Vergleich zur Spitzenlastdeckung durch Wärmepumpen durchgeführt. In Tabelle 17 werden die durchschnittlichen Mehrkosten für die Wärmeerzeugung mittels e-Methan im Vergleich zur Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe und der Wärmequelle See für den Zeitraum von 2025 bis 2050 dargestellt. Für die Spannbreite der Preise von e-Methan von 20 – 40 Rp./kWh und 5 - 25 Rp./kWh für Strom würde die Wärmeerzeugung mit e-Methan Mehrkosten generieren. Gleiches gilt für den Vergleich mit Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe und Wärmequelle Rechenzentrum, welcher in Tabelle 18 aufgeführt ist. Der Preis von e-Methan hat hierbei den grösseren Einfluss als der Strompreis, da die Effizienz einer Wärmepumpe um Faktoren höher ist als die eines Gasbrennkessels.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass Wärmepumpen zur Spitzenlastabdeckung sowohl bei einer starken Preisreduktion von e-Methan als auch bei einem starken Strompreisanstieg auf 25 Rp./kWh die günstigere Variante sind. Für e-Methanol wäre der Preisunterschied sogar noch höher, da dieses teurer ist als e-Methan. Während die Kosten somit höher wären mit synthetischen Brennstoffen, wäre zudem die CO₂-Bilanz deutlich schlechter, da die indirekten Emissionen signifikant sein können, siehe Kapitel 2.4.4.

Tabelle 17: Durchschnittliche Mehrkosten pro kWh Spitzenlast von 2025 bis 2050 für den Einsatz von e-Methan zu Wärmeerzeugung im Vergleich mit Wärmepumpen und Wärmequelle Seewasser.

Preis e-Methan (Rp./kWh)		20	30	35	40	<div><div></div>Spitzenlastdeckung mit Wärmepumpe und Seewasser günstiger</div> <div><div></div>gleicher Preis</div> <div><div></div>Spitzenlastdeckung mit e-Methan günstiger</div>
Strompreis (Rp./kWh)	5	5.5	15.7	20.8	25.9	
	10	4.9	15.1	20.2	25.3	
	15	3.9	14.1	19.2	24.3	
	20	2.2	12.4	17.5	22.6	
	25	0.5	10.7	15.8	20.9	

Tabelle 18: Durchschnittliche Mehrkosten pro kWh Spitzenlast von 2025 bis 2050 für den Einsatz von e-Methan zur Wärmeerzeugung im Vergleich mit Wärmepumpen und Wärmequelle Rechenzentrum.

Preis e-Methan (Rp./kWh)		20	30	35	40	<div><div></div>Spitzenlastdeckung mit Wärmepumpe und Rechenzentrum günstiger</div> <div><div></div>gleicher Preis</div> <div><div></div>Spitzenlastdeckung mit e-Methan günstiger</div>
Strompreis (Rp./kWh)	5	8.7	18.9	24.0	29.1	
	10	8.2	18.4	23.5	28.6	
	15	7.4	17.6	22.7	27.8	
	20	6.2	16.4	21.5	26.6	
	25	4.9	15.1	20.2	25.3	



5 Synthese

Die in dieser Studie betrachteten fossilfreien Netze ohne Biomasse verwenden diverse erneuerbare Wärmequellen auf einem niedrigen Temperaturniveau, welches mittels Wärmepumpen auf die gewünschte Vorlauftemperatur erhöht wird. Nur bei der Abwärme von KVA ist das Temperaturniveau bereits hoch genug, um direkt Wärme für ein thermisches Netz bereitzustellen. Die verwendeten erneuerbaren Quellen weisen gemäss dem «Weissbuch Fernwärme» (Stres & Nussbaumer, 2014) ein theoretisches Potential von dem mehrfachen des Schweizer Wärmebedarfs für Komfortwärme auf. Besonders das enorme Potential von Seewasser wurde erkannt, und wird in vielen thermischen Netzen verwendet oder in der Planung betrachtet. Abwärme wird ebenfalls oft als Wärmequelle verwendet, da die Temperatur hier auf einem attraktiven Temperaturniveau von oft über 20 °C bereitgestellt wird. Dies verringert den Temperaturhub und erhöht die Arbeitszahl der Wärmepumpen. Solarthermie wurde dabei in keinem der untersuchten Projekte zur Abdeckung der Spitzenlast berücksichtigt, was auf die inverse Korrelation der höchsten Wärmeerzeugung im Sommer und des höchsten Wärmebedarf im Winter zurückzuführen ist. Die betrachteten fossilfreien thermischen Netze zeigen auf, dass das die im «Weissbuch Fernwärme» theoretisch aufgezeigten Potentiale der erneuerbaren Wärmequellen auch in der Praxis erschliessbar sind. Durch eine weitere Erschliessung dieser Quellen mit einem Ausbau der thermischen Netze könnte das gesamte Potential von 17.3 TWh für thermische Netze und somit 38 % des Schweizer Wärmebedarfs für Raumwärme CO₂-neutral gedeckt werden (Stres & Nussbaumer, 2014).

Bei den in dieser Studie betrachteten Machbarkeitsstudien wurde der Umsetzungsentscheid mehrheitlich noch nicht gefällt. Es wird aber laut Aussagen der planenden Unternehmen grundsätzlich die fossilfreie Variante ohne Biomasse forciert. Als Hindernisse für die fossilfreie Umsetzung wurden in einer Umfrage dieser Studie nebst finanziellen Gründen (75 % der befragten Unternehmen) auch andere Gründe genannt wie die Unsicherheit der Wärmelieferung der erneuerbaren Quelle (9%), sowie spezifische lokale Gegebenheiten wie die Platzverhältnisse (6%). Teilweise fand die Umsetzung mit Biogas für die Spitzenlast statt, welche somit im Betrieb vor Ort (nur direkte Emissionen) CO₂-neutral ist, aber aufgrund der begrenzten Ressourcen keine Lösung für zukünftige Netze darstellen kann.

In den bereits realisierten fossilfreien thermischen Netzen werden nur kleine Speicher für einen kurzfristigen Einsatz verwendet. Es kann somit nur ein geringer Teil der Spitzenlast gedeckt werden und der Verwendungszweck ist meistens die Optimierung der Laufzeiten der Wärmepumpen. Bei Machbarkeitsstudien zu geplanten Netzen werden teils auch grössere Speichervolumen betrachtet. Bei den Speichern ist nebst den Kosten auch der hohe Platzbedarf für die Speicher und der begrenzte Platz in der Energiezentrale eine Herausforderung. Hierbei werden dezentrale Lösungen, sowie neuartige Speicherlösungen mit Phasenwechselmaterialien, welche eine höhere Energiedichte haben, betrachtet.

Aufgrund der Neuheit von fossilfreien thermischen Netzen ohne Biomasse in der Schweiz ist die Datenmenge zu den Wärmekosten mit 23 Datenpunkten gering. Die Auswertung kann trotzdem wichtige Erkenntnisse liefern, da eine umfassende Befragung von Energieversorgern und Ingenieurbüros stattfand und somit ein hoher Prozentsatz solcher Netze abgedeckt wurde.

Die Vollkosten exklusive einmaliger Anschlusskosten für die fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse liegen im Durchschnitt nur ca. 22 % über den Kosten der thermischen Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (ohne Kompensation via DAC oder CO₂-Abscheidung mit CCS). Diese höheren Kosten sind wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass die Investitionskosten für Wärmepumpen eher hoch sind, während in der Stichprobe der thermischen Netze mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse die Wärme in fast allen Fällen ohne Wärmepumpen erzeugt wird.

Durch eine Reduktion der Spitzenlast können die Kosten für fossilfreie Netze ohne Biomasse gesenkt werden. Die genauen Kosten sind dabei stark von den eingesetzten Technologien abhängig, welche ca. 15 – 50 % Reduktion der Spitzenlast in Praxisbeispielen demonstrieren konnten (Deschaintre, Felber, et al., 2023). Hierbei gibt es diverse innovative Konzepte wie ein grösserer Einsatz von Speichern sowie



Optimierungen im Betrieb der thermischen Netze. Gewisse Konzepte wie die Senkung der Vorlauftemperatur gekoppelt mit einer Bereitstellung des Brauchwarmwassers über Ladefenster (zeitliche begrenzte höhere Vorlauftemperaturen zur Ladung der Warmwasserspeicher) werden bereits in realisierten thermischen Netzen eingesetzt. Durch den Klimawandel werden zudem die Winter weniger oft sehr kalt und generell weniger kalt sein. Je nach Klimaschutzmassnahmen wird die Anzahl Frosttage zwischen 25 und 70 % abnehmen, wodurch eine ähnliche Reduktion der Spitzenlast erwartet werden kann (NCCS, 2019).

Die Nutzung von CCS zur Dekarbonisierung von thermischen Netzen wird aufgrund der hohen Kosten und Unsicherheiten als unwahrscheinlich betrachtet. Das lokale Abscheiden via Post Combustion Capture ist aufgrund der deutlich höheren spezifischen Kosten für die Grösse der Anlagen in thermischen Netzen nicht sinnvoll, womit realistischerweise nur DACCS als Technologie in Frage kommt. Unter Berücksichtigung der bis 2050 erwarteten Kosten für DACCS lägen die durchschnittlichen Kosten für thermische Netze ohne fossile Spitzenlast oder Biomasse lediglich ca. 8 % über denen von Netzen mit fossiler Spitzenlast oder Biomasse (vgl. Kapitel 4.6). Zudem bestehen Unsicherheiten, ob CO₂ wirklich in diesen Mengen sicher gespeichert werden kann. DACCS ist heute teuer und nur in zu geringen Mengen möglich und sollte nur für nicht vermeidbare Emissionen eingesetzt werden.

Ähnliches zeigt sich bei der Betrachtung von synthetischem Methan als Ersatz von fossilem Methan in den Gaskesseln der thermischen Netze. Während dies konzeptuell ein 1:1 Ersatz ist, sind die heutigen Kosten viel zu hoch und werden es gemäss Prognosen auch im Jahr 2050 noch sein. Die in dieser Studie aufgestellten Berechnungen für die Spitzenlasterzeugung in einer hypothetischen Energiezentrale zeigen dies deutlich auf, so sind die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten von 2025 bis 2050 mittels e-Methan ca. 65 - 100 % höher als mittels Wärmepumpen mit einer Leistung von 2.5 MW. Zudem sind die Wärmegestehungskosten von Wärmepumpen heute schon niedriger als von synthetischen Brennstoffen, die in Zukunft von der prognostizierten signifikanten Senkung bis 2050 abhängen. Es bestehen zusätzlich weiterhin grosse Unsicherheiten über den Ausbau der Produktion von synthetischen Brennstoffen sowie deren Kosten. Zudem muss sichergestellt werden, dass die Produktion ausschliesslich mit erneuerbarem Strom erfolgt, da die indirekten Emissionen bei einer Produktion mit dem CH-Verbrauchermix zu ähnlich hohen oder sogar höheren Emissionen führen würden wie Erdgas.

Zu den Nachteilen einer fossilfreien Spitzenlastabdeckung gehört, dass teilweise nur ein kleineres thermisches Netz mit Wärme versorgt werden kann. Dies wenn die erneuerbare Wärmequelle eine begrenzte Leistung aufweist, welche somit die Maximalleistung der Wärmepumpe einschränkt. Bei einer fossilen Spitzenlastdeckung könnte die Wärmepumpe zur Deckung der Grundlast auf die maximale Leistung der erneuerbaren Energiequelle ausgelegt werden. Diese Limitation ist beispielsweise bei ARAs vorhanden. Eine Möglichkeit für den Ausbau solcher Netze, wäre die Verwendung von Speichern für kurzzeitige Lastspitzen und eine dementsprechend höhere Auslegung der Nennleistung des Netzes bei gleichbleibender Leistung der Wärmepumpen. Darüber hinaus kann aufgrund des oft begrenzten Platzes für die Wärmeerzeugung in thermischen Netzen der höhere Platzbedarf einer fossilfreien Variante ohne Biomasse von Nachteil sein. Dies da der Platzbedarf von Wärmepumpen pro MW grundsätzlich höher ist als für einen Gaskessel. Eine Möglichkeit zur Entschärfung dieser Problematik ist der Verzicht auf Redundanz, oder die Auslagerung dieser an einen anderen Standort.



6 Schlussfolgerungen und Ausblick

In der Schweiz werden auch heute noch neue thermische Netze mit fossiler Abdeckung der Spitzenlast geplant. Eine fossilfreie Variante ohne Biomasse wird erst bei schätzungsweise einem Fünftel der neuen Netze überhaupt in Betracht gezogen. Deshalb besteht dringender Handlungsbedarf.

Fossilfreie thermische Netze ohne Biomasse existieren bereits heute und demonstrieren die praktische Machbarkeit. Die Umsetzung ist technisch möglich durch die Verwendung bereits etablierter Technologien wie Wärmepumpen und die Nutzung erneuerbarer Wärmequellen, welche ein Vielfaches des benötigten Potentials aufweisen. Die Seen weisen das grösste Potential welches theoretisch die gesamte benötigte Wärmemenge liefern könnte, dieses ist aber standortgebunden. Realistischerweise wird von 30 % der Energiemenge für thermische Netze ausgegangen. Die Wärmequellen See und Fluss sind durch den zulässigen Wärmeentzug eingeschränkt, weisen aber selbst unter konservativen Schätzungen ein Mehrfaches des prognostizierten Bedarfs auf. Das Wärmepotential von ARAs ist insgesamt hoch, aber oft bei den konkreten Netzen kleiner als die benötigte Wärmemenge was die Netzgrösse einschränken kann.

Die Herausforderungen für die Umsetzung von fossilfreien thermischen Netzen ohne Biomasse liegen demnach mehr in der Wirtschaftlichkeit und den oft beschränkten Platzverhältnissen in den Energiezentralen. Die Vollkosten exklusive einmalige Anschlusskosten der betrachteten fossilfreien thermischen Netze ohne Biomasse sind im Durchschnitt leicht höher als eine Stichprobe des Preisüberwachers von thermischen Netzen mit Biomasse oder fossiler Spitzenlastdeckung. Die Kosten für fossilfreie thermische Netze können gesenkt werden durch Massnahmen zur Reduktion der Spitzenlastdeckung, welche auch miteinander kombiniert werden können, wie die gestaffelte Ladung der Brauchwarmwasserspeicher oder der Zusammenschluss von Netzen.

Der Einsatz von CCS-Technologien oder synthetischen Brennstoffen ist mit erheblichen Unsicherheiten und hohen Kosten verbunden. Eine Fortsetzung der bisherigen Strategie, die auf diese Optionen setzt, ist daher nicht zielführend. Stattdessen sollte auf bewährte Technologien wie Wärmepumpen und Wasserspeicher sowie auf innovative Ansätze wie Phasenwechselspeicher und die Reduktion der Vorlauftemperaturen fokussiert werden.

Aufgrund des Klimawandels wird der Kältebedarf in den kommenden Jahren steigen. Wärmequellen, die auch zur Kühlung genutzt werden können, sind aufgrund ihrer Doppelfunktion besonders interessant und sollten gezielt betrachtet werden.

Angesichts der fortschreitenden Erwärmung und der Klimaziele der Schweiz ist eine rasche Reduktion der CO₂-Emissionen dringend erforderlich. Neue thermische Netze müssen konsequent CO₂-neutral realisiert werden. Die Dekarbonisierung über eine fossilfreie Variante ohne Biomasse ist die sinnvollste Lösung, da sie bereits heute technisch und wirtschaftlich umsetzbar ist. Der Einsatz von Biomasse zur Wärmeerzeugung ist mittel- und langfristig nicht tragfähig, da sie eine knappe Ressource darstellt, die in schwer dekarbonisierbaren Bereichen dringender benötigt wird. Bei allen neuen thermischen Netzen ist daher eine fossilfreie Lösung ohne Biomasse nicht nur zu prüfen, sondern wenn immer möglich auch umzusetzen.



7 Literaturverzeichnis

- AEW Energie AG. (2019). *Wärme- und Kälteversorgung für Arealüberbauungen LUWA, Muri (AG)*. https://www.aew.ch/sites/default/files/2021-08/Referenzflyer-AEW-Waermeverbund-Muri-Luwa-Oktober_2019.pdf
- Albicker, M., Eichler, M., Flöer, L., Hader, P., & Zwankhuizen, A. (2023). *Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050*. <https://www.bak-economics.com/studien-analysen/detail/carbon-capture-storage-ccs-kostenschaetzung-fuer-ein-ccs-system-fuer-die-schweiz-bis-2050>
- Alcalde, J., Flude, S., Wilkinson, M., Johnson, G., Edlmann, K., Bond, C. E., Scott, V., Gilfillan, S. M. V., Ogaya, X., & Haszeldine, R. S. (2018). Estimating geological CO₂ storage security to deliver on climate mitigation. *Nature Communications*, 9(1), 2201. <https://doi.org/10.1038/s41467-018-04423-1>
- Anthonsen, K. L., & Christensen, N. P. (2021). *EU Geological CO₂ storage summary*. https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2021/10/20183953/EU-CO2-storage-summary_GEUS-report-2021-34_Oct2021.pdf
- Beiron, J., Normann, F., & Johnsson, F. (2022). A techno-economic assessment of CO₂ capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 118, 103684. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103684>
- Bernhard Lorentz, Felix Chr. Matthes, Johannes Trüby, & Roman Mendelevitch. (2023). *Natural Gas Demand Outlook to 2050*. <https://www.deloitte.com/de/de/what-we-do/capabilities/sustainability-climate-dsc/natural-gas-demand-outlook-to-2050.html>
- BFE. (2018). *Faktenblatt Abwärme für den Umgang mit energie- und klimapolitischen Instrumenten*. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8179>
- BFE. (2021a). *Energieperspektiven 2050+ Exkurs Biomasse: Potenziale und Einsatz in den Szenarien*. Bundesamt für Energie (BFE).
- BFE. (2021b). *Energieperspektiven 2050+ Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS: Potenziale, Kosten und Einsatz*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/it/home/politica/prospettive-energetiche-2050-plus.html>
- BFE. (2021c). *Energieperspektiven 2050+ Technischer Bericht* [Technischer Bericht]. Bundesamt für Energie (BFE).
- BFE. (2023). *Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA)—Opendata.swiss*. <https://opendata.swiss/de/dataset/kehrichtverbrennungsanlagen-kva>
- BFE. (2025). *Energie-Dashboard*. <https://energiedashboard.admin.ch/preise/gas>
- Bucher, D., & Steingruber, P. (2023). *Der Markt für erneuerbare Energieprodukte 2021* [Der Markt für erneuerbare Energieprodukte 2021]. Bundesamt für Energie BFE. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11341>
- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland. (2023, August). *CCS: Falsche Weichenstellung verhindern*. <https://www.bund.net/service/publikationen/detail/publication/ccs-falsche-weichenstellung-verhindern/>
- Bundesamt für Energie BFE. (2020). *Energieperspektiven 2050+*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- Bundesamt für Energie BFE. (2023a). *Gebäudepark 2050—Vision des BFE*. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8985>
- Bundesamt für Energie BFE. (2023b). *Wärmestrategie 2050*. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/74920.pdf>



- Bundesamt für Umwelt BAFU. (2024). *Kenngrossen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz*.
- Caputo, P., Ferla, G., Belliardi, M., & Cereghetti, N. (2021). District thermal systems: State of the art and promising evolutive scenarios. A focus on Italy and Switzerland. *Sustainable Cities and Society*, 65, 102579. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102579>
- Climeworks. (2025). *Remove CO₂ as a business*. <https://climeworks.com/sme-self-service>
- Der Bundesrat. (2021). *Potential von Fernwärme- und Fernkälteanlagen*. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/69676.pdf>
- Deschaintre, L., Felber, M., & Thalmann, S. (2023). *Leitfaden für emissionsfreie thermische Netze*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/RES-DHC/RES-DHC_Leitfaden_emissionsfreie_thermische_Netze_2023.pdf
- Deschaintre, L., Hurni, A., & Quartier, R. (2023). *FAKTENBLATT Thermische Netze*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/Faktenblatt-Fernwaerme-v2-de.pdf
- Deschaintre, L., Thalmann, S., & Robineau, J.-L. (2023). *Fact sheet strategy and performed actions*. https://www.res-dhc.com/wp-content/uploads/2023/09/RES-DHC_FS_Switzerland.pdf
- Deutz, S., & Bardow, A. (2021). Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption. *Nature Energy*, 6(2), 203–213. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00771-9>
- Diamond, L. W. (2019). *Use hot water, store CO₂ – the potential deep beneath our feet | National Research Programme Energy*. <https://nfp-energie.ch/en/projects/960/>
- EASE/EERA. (2017). European Energy Storage Technology Development Roadmap. *EASE Storage*. <https://ease-storage.eu/publication/ease-eera-energy-storage-technology-development-roadmap-2017/>
- ElCom, E. E. (2025). *Median Strompreis für die Schweiz*. <https://opendata.swiss/de/dataset/median-strompreis-fur-die-schweiz>
- Eurostat. (2025). *Harmonisierter Verbraucherpreisindizes (HVPI)*. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/prc_hicp_aind/default/table?lang=de&category=prc.prc_hicp
- ewb. (2025). *Geospeicher*. <https://www.ewb.ch/ueber-uns/unternehmen/kraftwerke/geospeicher.php>
- Fambri, G., Diaz-Londono, C., Mazza, A., Badami, M., Sihvonen, T., & Weiss, R. (2022). Techno-economic analysis of Power-to-Gas plants in a gas and electricity distribution network system with high renewable energy penetration. *Applied Energy*, 312, 118743. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118743>
- Geothermie Schweiz. (2020). *Potenzial Geothermie – Geothermie*. <https://geothermie-schweiz.ch/potenzial/>
- Global CCS Institute. (2022). *GLOBAL STATUS OF CCS 2022*. <https://status22.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/10/Global-Status-of-CCS-2022-Report-Final-compressed.pdf>
- Good, J., Thalmann, S., Nussbaumer, T., Keel, A., Jenni, A., Küttel, P., Schrammel, H., Metz, S., Ramerstorfer, C., Binder, J., Krapf, G., Alter, N., Letalik, C., Thorwarth, H., & Eichermüller, J. (2022). *QM Holzheizwerke—Planungshandbuch*. https://www.qmholzheizwerke.ch/fileadmin/sites/qm/files/00_3_Publikationen/QMH_Planungshandbuch_2022_3.Auflage.pdf
- Hangartner, D., & Hurni, A. (2021). *Liste „Thermische Netze“ [Auswertungsbericht]*. Bundesamt für Energie BFE. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10878>
- Hangartner, D., Ködel, J., & Wellig, B. (2020). *Wärmepumpen in Thermischen Netzen*.



- Hartmann, C., & Jakob, M. (2016). *Methodik zur Berechnung der kantonalen CO₂-Emissionen im Gebäudebereich auf Basis des Gebäude- und Wohnungsregisters (GWR)*. ECOSPEED AG, im Auftrag des Bundesamts für Umwelt.
- Hauber, G. (2023). Norway's Sleipner and Snøhvit CCS: Industry models or cautionary tales? *Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA)*. <https://ieefa.org/resources/norways-sleipner-and-snohvit-ccs-industry-models-or-cautionary-ales>
- IEA. (2023a). *The Role of E-fuels in Decarbonising Transport – Analysis*. IEA. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-e-fuels-in-decarbonising-transport>
- IEA, I. E. A. (2023b). *Switzerland 2023—Energy Policy Review* [Bericht]. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b6451900-e6ef-45a8-922d-117520e09a82/Switzerland2023.pdf>
- International Energy Agency. (2022). *Direct Air Capture: A key technology for net zero*. OECD. <https://doi.org/10.1787/bbd20707-en>
- IPCC. (2021). *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (1. Aufl.). [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)], Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896>
- IRENA and Methanol Institute. (2021). *Innovation Outlook: Renewable methanol*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Jakob, M., Reiter, U., Catenazzi, G., Sunarjo, B., Lienhard, L., Müller, A., Steinmann, S., Herbst, A., & Nägeli, C. (2020). *Erneuerbare- und CO₂-freie Wärmeversorgung Schweiz*. AEE Suisse, Wärme Initiative Schweiz, TEP Energy GmbH, ECOPLAN.
- Kanton Graubünden. (2025, Januar 1). *BR 820.210—Energieverordnung des Kantons Graubünden*. https://www.gr-lex.gr.ch/app/de/texts_of_law/820.210/versions/874
- Kemmler, A., Lübbers, S., Ess, F., Thormeyer, C., & Althaus, H.-J. (2021). *Energieperspektiven 2050+—Exkurs Negativemissionstechnologien*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUv-chVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA2MjA=.html>
- Krebs, L., & Frischknecht, R. (2018). *Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018*. <https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/Umweltbilanz-Strommix-Schweiz-2018-v2.01.pdf.download.pdf/Umweltbilanz-Strommix-Schweiz-2018-v2.01.pdf>
- Kühn, M. (2011). CO₂-Speicherung. Chancen und Risiken. *Chemie in unserer Zeit*, 45(2), 126–138. <https://doi.org/10.1002/ciuz.201100538>
- Lampert, M. (2018). Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World? *Oxford Energy Insight*, 39. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/Power-to-Gas-Linking-Electricity-and-Gas-in-a-Decarbonising-World-Insight-39.pdf>
- Lockwood, T. (2024). *Carbon capture and storage: What can we learn from the project track record?* Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/resource/carbon-capture-storage-what-can-learn-from-project-track-record/>
- Marxer, D., Ringmann, S., & Furgler, W. (2024). *Statusbericht Herbst 2023*.
- Mennel, S., Ködel, J., & Hangartner, D. (2019, März). *Fernwärme in Kürze*. <https://www.hslu.ch/de/ch/technik-architektur/ueber-uns/organisation/kompetenzzentren-und-forschungsgruppen/bau/gebaeudetechnik-und-energie/simulation-und-analyse-von-gebaeuden-und-arealen/thermische-netze/>
- Meteo Schweiz. (2025). *Heizgradtage (HGT)—HEV Schweiz*. <https://www.hev-schweiz.ch/vermieten/nebenkostenabrechnungen/heizgradtage>



- Monastersky, R. (2013). Seabed scars raise questions over carbon-storage plan. *Nature*, 504(7480), 339–340. <https://doi.org/10.1038/504339a>
- Münter, D., & Liebich, A. (2023). *Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland*. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Ressourcen/WPKS-Studie-CO2Bilanz_Analyse_der_Treibhausgasintensit%C3%A4ten_LNG.pdf
- NCCS, N. C. for C. S. (2019). *Klimaextreme*. <https://www.nccs.admin.ch/nccs/de/home/klimawandel-und-auswirkungen/schweizer-klimaszenarien/zahlen-und-fakten/klimaextreme.html>
- Nussbaumer, T., Thalmann, S., Hurni, A., & Mennel, S. (2021, Februar 10). *Faktenblatt Thermische Netze*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmVvYVQvMTA0MDA=.html>
- Nussbaumer, T., Thalmann, S., Jenni, A., & Ködel, J. (2021). *Planungshandbuch Fernwärme* [Bericht]. Bundesamt für Energie BFE. https://www.verenum.ch/Dokumente/PHB-FW_V1.3a.pdf
- Oberholzer, S. (2021). *Energiespeichertechnologien Kurzübersicht 2021*.
- Oppermann, G., Arnold, O., Ködel, J., Bücheler, M., & Jutzeler, M. (2022). *Leitfaden Fernwärme/Fernkälte*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/Leitfaden_Fernwaerme_Fernkaelte_03-2022.pdf
- Preisüberwacher. (2025). *Fernwärme*. <https://www.preisueberwacher.admin.ch/pue/de/home/themen/infrastruktur/fernwaerme.html>
- Preisüberwacher, P. (2023). *Fernwärme*. <https://www.preisueberwacher.admin.ch/pue/de/home/themen/infrastruktur/fernwaerme.html>
- Prognos. (2020). *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger*. Prognos. <https://www.prognos.com/de/projekt/kosten-und-transformationspfade-fuer-strombasierte-energetraeger>
- Sauter, D., Hunziker, M., Poppei, J., Cochand, F., Hubbuch, M., Rosso, M., Moro, N., & Rohrer, J. (2021). *SolSeasStore—Saisonale Wärmespeicherung in städtischen Quartieren mit Erdwärmesonden*.
- Searle, S. (2018). *What is the role for renewable methane in European decarbonization?*
- SIA. (1982). *381/3 Heizgradtage der Schweiz*. https://shop.sia.ch/normenwerk/architekt/381-3_1982_d/D/Product
- SIA. (2021). *SIA 2024—Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik*.
- Siegiwart, M., Stalder, N., Hunziker, M., & Rohrer, J. (2024). *Verwertung oder dauerhafte Lagerung von CO₂ aus Biogasanlagen*. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften. <https://doi.org/10.21256/zhaw-2509>
- Sievert, K., Schmidt, T. S., & Steffen, B. (2024). Considering technology characteristics to project future costs of direct air capture. *Joule*, 8(4), 979–999. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.02.005>
- Stres, A., & Nussbaumer, B. (2014). *Weissbuch Fernwärme Schweiz—VFS Strategie*. <https://docplayer.org/113847109-Weissbuch-fernwaerme-schweiz-vfs-strategie-langfristperspektiven-fuer-erneuerbare-und-energieeffiziente-nah-und-fernwaerme-in-der-schweiz.html>
- Swissgrid. (2025). *Tarife*. <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/tariffs.html>
- swisspower. (2021). *Simonetta Sommaruga weihet das solarthermische Kraftwerk SIG SolarCAD II ein* (<https://swisspower.ch>) [Text/html]. Swisspower; Swisspower. <https://swisspower.ch/themen-und-standpunkte/simonetta-sommaruga-weihet-das-solarthermische-kraftwerk-sig-solarcad-ii-ein/>
- Taverna, R. (2023). *Potenzial Energieholz Kanton & Stadt Zürich 2023* [Bericht]. https://www.zh.ch/content/dam/zhweb/bilder-dokumente/themen/umwelt-tiere/energie/energieplanung/energieholz_zh_230221.pdf



- Teske, S. L., Rüdisüli, M., Bach, C., & Schildhauer, T. (2019). *Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz*. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.2649817>
- Thees, O., Burg, V., Erni, M., Bowman, G., & Lemm, R. (2017). *Potentials of domestic biomass resources for the energy transition in Switzerland*. <https://www.envidat.ch/dataset/swiss-biomass-potentials>
- Tiefenthaler, J., Braune, L., Bauer, C., Sacchi, R., & Mazzotti, M. (2021). Technological Demonstration and Life Cycle Assessment of a Negative Emission Value Chain in the Swiss Concrete Sector. *Frontiers in Climate*, 3. <https://doi.org/10.3389/fclim.2021.729259>
- TNS, T. N. S. (2023). *Jahresbericht 2022*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/020_TNS_Jahresbericht_2022_d.pdf
- TNS, T. N. S. (2024). *Jahresbericht 2023*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/030_TNS_Jahresbericht_2023_d.pdf
- TNS, T. N. S. (2025). *Jahresbericht 2024*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/030_TNS_Jahresbericht_2024_d.pdf
- Tumara, D., Uihlein, A., & Hidalgo Gonzalez, I. (2024). *Shaping the future CO2 transport network for Europe*. https://setis.ec.europa.eu/shaping-future-co2-transport-network-europe_en
- UVEK, E. D. für U., Verkehr, Energie und Kommunikation. (2025, März 4). *Erneuerbare Energien fördern*. <https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/uvek/abstimmungen/abstimmung-zum-energiegesetz/erneuerbare-energien.html>
- Valuta FX. (2025). *Euro (EUR) to Swiss Franc (CHF) 2024 Historical Exchange Rates*. https://www.valutafx.com/history/eur-chf-2024?utm_source=chatgpt.com
- vbw / Prognos. (2024). *Strompreisprognose bis 2045*. <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Energie/Neue-Strompreisprognose-bis-2040.jsp>
- VFS, V. F. S. (2018). *Jahresbericht 2017*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/Jahresbericht_2017_d.pdf
- VFS, V. F. S. (2019). *Jahresbericht 2018*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/Jahresbericht_2018_d.pdf
- VFS, V. F. S. (2021). *Jahresbericht 2020*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/Jahresbericht_2020_d.pdf
- VFS, V. F. S. (2022). *Jahresbericht 2021*. https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/Jahresbericht_2021_d.pdf
- von Gunten, D., Rager, J., Loïc Puthod, Thomas Dériaz, Laure Deschaintre, Jean-Loup Robineau, Tuong-Van Nguyen, Jérôme Kämpf, Xavier Jobard, Alexis Duret, Martin Guillaume, & Olivier Masset. (2021). *SolCAD – Potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance en Suisse*. <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=45280>



8 Anhang

8.1 Fragebogen

Der folgende Fragebogen wurde den Energieversorgern und Ingenieurbüros zugestellt zur Aufnahme der Daten ihrer thermischen Netze. Es wurden nicht immer alle Fragen beantwortet, da gewisse Informationen nicht vorhanden waren oder nicht geteilt werden wollten.

Leitfragen zu thermischen Netzen

Struktur und Dimensionierung des Netzes

- Wie hoch ist die (geplante) jährliche Energieproduktion und Nennleistung (im Endausbau)?
- Welche angeschlossene Nennleistung hat das Netz?
- Wie viele Trassenkilometer umfasst das Netz?
- Wie hoch ist die Anzahl Jahresvolllaststunden?
- Besteht die primäre und zentrale Wärmeerzeugung aus einer Einheit oder mehreren kleinen Einheiten (Redundanz bei Ausfall, bessere Versorgungssicherheit)?
- Gibt es eine zentrale Wärmeerzeugung oder mehrere dezentrale Einheiten (Knotensystem)?
- Wie sind die Temperaturen der verschiedenen Leitungen des Netzes (Warm- und Kaltleiter)?

Wärmequelle

- Welche Arten von Wärmequellen werden genutzt (z. B. See, Fluss, Abwärme)?
- Wie hoch ist die verbaute Leistung nach Wärmequelle?
- Wie viel Redundanzleistung ist vorhanden (in % der maximalen Leistung) und welche Wärmequelle wird genutzt?
- Wie hoch ist die Annahme/verbaute Leistung für die Spitzenlast im Vergleich zur Grundlast (Betrag und % der Grundlast)?
- Was ist die tatsächliche Spitzenlast der in Betrieb befindlichen Anlagen?

Speicher

- Gibt es Speicherlösungen im System? Wenn ja, welche?
- Für welchen Einsatz würde der Speicher dimensioniert (Lastspitzen glätten, Versorgungslücken überbrücken oder als Redundanz, Kurz-/Langzeitspeicher)?
- Maximale Leistung und Leistungsdauer des Speichers?
- Welche Abwägungen wurden für den Speicher gemacht (Kosten, Platz, etc.)?

Kosten

- Wie hoch ist der Arbeits-, Grund- sowie Vollkostenpreis, mit Kostenrechnung falls möglich?
- Welche einmaligen Anbindungskosten entstehen für Bezüger?
- Wie hoch sind die Wärmegestehungskosten, aufgeteilt in Wärmeerzeugungs- und Verteilkosten?
- Was sind die Investitionskosten für Energiezentrale(n), Verteilnetz, Speicher, Regelung, etc.?
- Wie hoch sind die Betriebskosten (Strom- und Brennstoffkosten, Wartungskosten, etc.)?
- Welchen Anteil haben Kapitalkosten an den laufenden Kosten (zB. Fremdkapitalkosten, interner Zinssatz, etc.)?
- Wie hoch sind die Mehrkosten für fossillfreie thermische Netze im Vergleich mit Netzen mit fossiler Spitzenlast?



8.2 Online-Fragebogen

Bei wie vielen (in Prozent) Ihrer realisierten thermischen Netze wurde eine 100% fossilfreie Variante ohne Biomasse in der Machbarkeitsstudie betrachtet und die Kosten dieser fossilfreien Variante bestimmt?

Bei wie vielen (in Prozent) Ihrer realisierten thermischen Netze wurde eine 100% fossilfreie Variante mit Biomasse in der Machbarkeitsstudie betrachtet und die Kosten dieser fossilfreien Variante bestimmt?

Bei wie vielen (in Prozent) Ihrer realisierten thermischen Netze wurde keine 100% fossilfreie Variante in der Machbarkeitsstudie betrachtet und somit auch keine Kosten einer fossilfreien Variante bestimmt?

Bei wie vielen (in Prozent) Ihrer geplanten thermischen Netze wurde eine 100% fossilfreie Variante ohne Biomasse in der Machbarkeitsstudie betrachtet und die Kosten dieser fossilfreien Variante bestimmt?

Bei wie vielen (in Prozent) Ihrer geplanten thermischen Netzen wurde eine 100% fossilfreie Variante mit Biomasse in der Machbarkeitsstudie betrachtet und die Kosten dieser fossilfreien Variante bestimmt?

Bei wie vielen (in Prozent) Ihrer geplanten thermischen Netze wurde keine 100% fossilfreie Variante in der Machbarkeitsstudie betrachtet und somit auch keine Kosten einer fossilfreien Variante bestimmt?

Was ist/war der Hauptgrund, dass keine fossilfreie Spitzenlastabdeckung gewählt wurde? (Falls 'Sonstiges' ausgewählt, bitte genauer spezifizieren)

- Standartvorgehen (fossilfrei wird nie betrachtet)
- Finanzielle Gründe
- Platzproblem
- Sonstiges

8.3 Ergebnisse Berechnungen Spitzenlastzentrale

Tabelle 19: Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2025.

Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	4'281	21'405	39'752
Energiekosten (CHF)	75'612	378'061	756'122
Wartungskosten (CHF)	2'000	11'000	20'000
Jahreskosten (CHF)	81'893	410'466	815'874
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	40.95	41.05	40.79

Tabelle 20: Kosten Spitzenlast Methanolbrennkessel mit e-Methanol, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2025.

Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methanol			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	4'281	21'405	39'752
Energiekosten (CHF)	86'633	433'163	866'327
Wartungskosten (CHF)	2'000	11'000	20'000
Jahreskosten (CHF)	92'914	465'568	926'078
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	46.46	46.56	46.30



Tabelle 21: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2025.

Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	51'983	110'082	162'065
Energiekosten (CHF)	9'707	48'533	97'067
Wartungskosten (CHF)	26'000	54'000	80'000
Jahreskosten (CHF)	87'690	212'615	339'132
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	43.84	21.26	16.96

Tabelle 22: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2025.

Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	27'521	91'735	143'718
Energiekosten (CHF)	7'280	36'400	72'800
Wartungskosten (CHF)	14'000	45'000	71'000
Jahreskosten (CHF)	48'801	173'135	287'518
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	24.40	17.31	14.38

Tabelle 23: Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2030.

Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	4'281	21'405	39'752
Energiekosten (CHF)	70'204	351'020	702'041
Wartungskosten (CHF)	2'000	11'000	20'000
Jahreskosten (CHF)	76'485	383'425	761'793
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	38.24	38.34	38.09

Tabelle 24: Kosten Spitzenlast Methanolbrennkessel mit e-Methanol, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2030.

Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methanol			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	4'281	21'405	39'752
Energiekosten (CHF)	80'204	401'020	802'041
Wartungskosten (CHF)	2'000	11'000	20'000
Jahreskosten (CHF)	86'485	433'425	861'793
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	43.24	43.34	43.09



Tabelle 25: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2030.

Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	51'983	110'082	162'065
Energiekosten (CHF)	10'840	54'200	108'400
Wartungskosten (CHF)	26'000	54'000	80'000
Jahreskosten (CHF)	88'823	218'282	350'465
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	44.41	21.83	17.52

Tabelle 26: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2030.

Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	27'521	91'735	143'718
Energiekosten (CHF)	8'130	40'650	81'300
Wartungskosten (CHF)	14'000	45'000	71'000
Jahreskosten (CHF)	49'651	177'385	296'018
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	24.83	17.74	14.80

Tabelle 27: Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2050.

Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	4'281	21'405	39'752
Energiekosten (CHF)	56'939	284'694	569'388
Wartungskosten (CHF)	2'000	11'000	20'000
Jahreskosten (CHF)	63'220	317'099	629'140
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	31.61	31.71	31.46

Tabelle 28: Kosten Spitzenlast Methanolbrennkessel mit e-Methanol, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2050.

Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methanol			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	4'281	21'405	39'752
Energiekosten (CHF)	64'490	322'449	644'898
Wartungskosten (CHF)	2'000	11'000	20'000
Jahreskosten (CHF)	70'771	354'854	704'650
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	35.39	35.49	35.23



Tabelle 29: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2050.

Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	51'983	110'082	162'065
Energiekosten (CHF)	9'773	48'867	97'733
Wartungskosten (CHF)	26'000	54'000	80'000
Jahreskosten (CHF)	87'757	212'949	339'799
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	43.88	21.29	16.99

Tabelle 30: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Jahr 2050.

Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	27'521	91'735	143'718
Energiekosten (CHF)	7'330	36'650	73'300
Wartungskosten (CHF)	14'000	45'000	71'000
Jahreskosten (CHF)	48'851	173'385	288'018
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	24.43	17.34	14.40

Tabelle 31: Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Durchschnitt der Jahre 2025 - 2050.

Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methan			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	4'281	21'405	39'752
Energiekosten (CHF)	65'071	325'357	650'714
Wartungskosten (CHF)	2'000	11'000	20'000
Jahreskosten (CHF)	71'352	357'762	710'466
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	35.68	35.78	35.52

Tabelle 32: Kosten Spitzenlast Methanolfbrennkessel mit e-Methanol, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Durchschnitt der Jahre 2025 - 2050.

Kosten Spitzenlast Gaskessel mit e-Methanol			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	4'281	21'405	39'752
Energiekosten (CHF)	74'112	370'561	741'122
Wartungskosten (CHF)	2'000	11'000	20'000
Jahreskosten (CHF)	80'393	402'966	800'874
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	40.20	40.30	40.04



Tabelle 33: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Durchschnitt der Jahre 2025 - 2050.

Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario See			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	51'983	110'082	162'065
Energiekosten (CHF)	10'300	51'500	103'000
Wartungskosten (CHF)	26'000	54'000	80'000
Jahreskosten (CHF)	88'283	215'582	345'065
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	44.14	21.56	17.25

Tabelle 34: Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum, 10% Spitzenlast der Gesamtwärme, Durchschnitt der Jahre 2025 - 2050.

Kosten Spitzenlast Wärmepumpe Szenario Rechenzentrum			
Leistung Spitzenlast	0.5 MW	2.5 MW	5 MW
Jährliche Finanzierungskosten (CHF)	27'521	91'735	143'718
Energiekosten (CHF)	7'725	38'625	77'250
Wartungskosten (CHF)	14'000	45'000	71'000
Jahreskosten (CHF)	49'246	175'360	291'968
Kosten Spitzenlast (Rp./kWh)	24.62	17.54	14.60

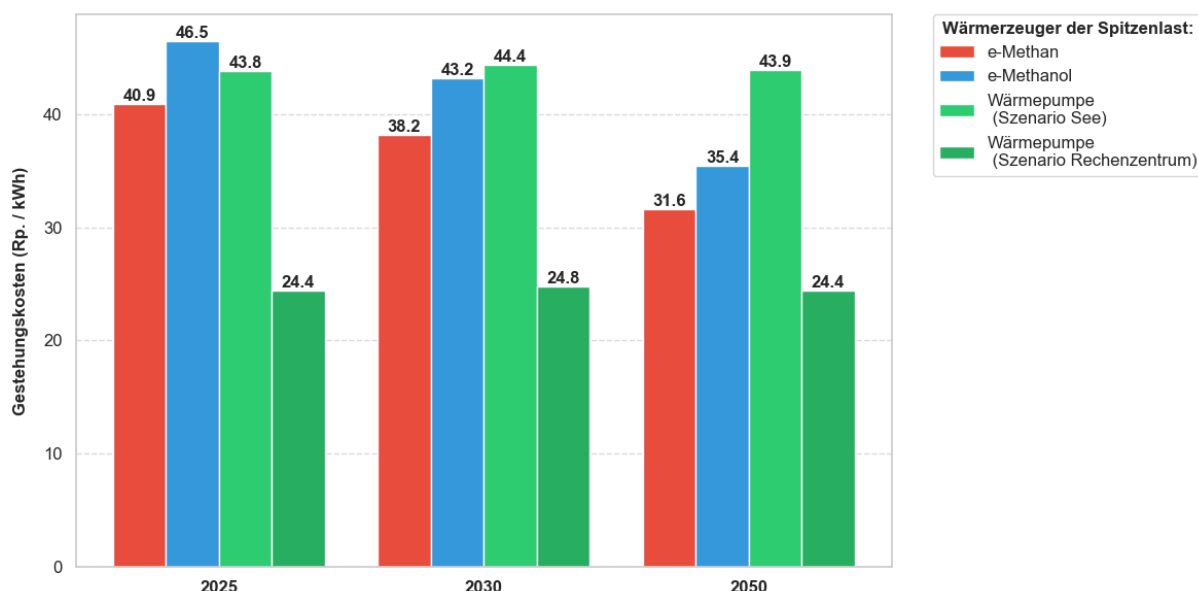


Abbildung 30: Wärmegestehungskosten der Spitzenlast für verschiedene Technologien unter Annahme von 10 % Spitzenlast an Gesamtwärme und Spitzenlastleistung von 0.5 MW. Die Gestehungskosten für die Variante mit Wärmepumpen im Szenario See sind hoch da die Investitionskosten für eine Wärmepumpe dieser Grösse höher sind als für grössere. Da in der Praxis aber zu erwarten ist, dass nur eine Wärmepumpe die Grund und Spitzenlast decken würde wären die Kosten deutlich niedriger.

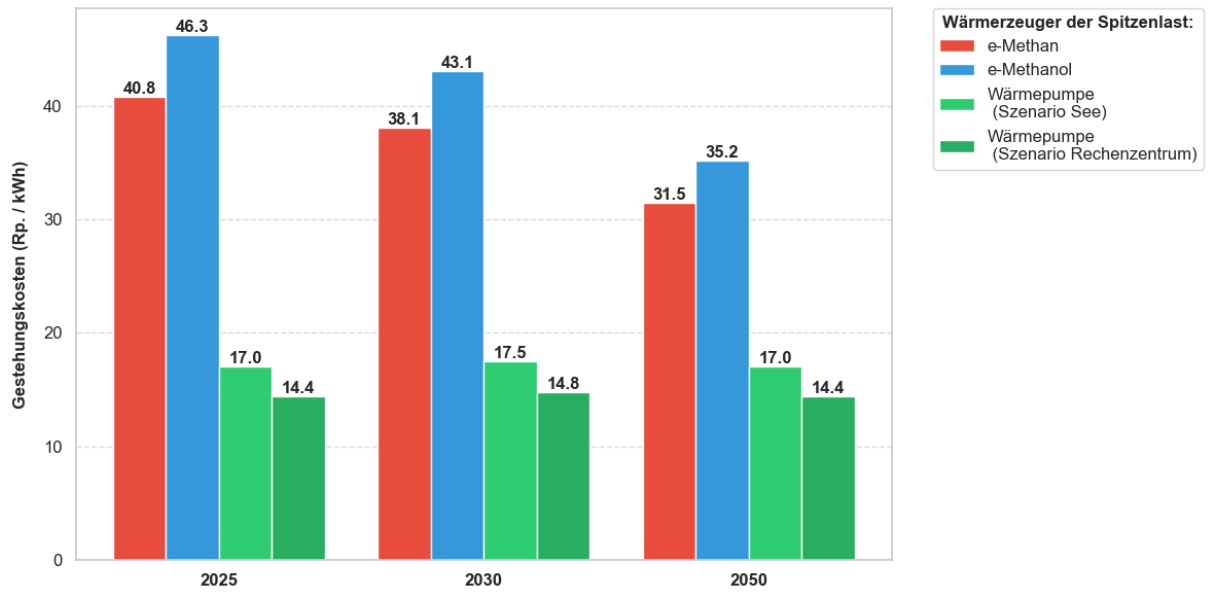
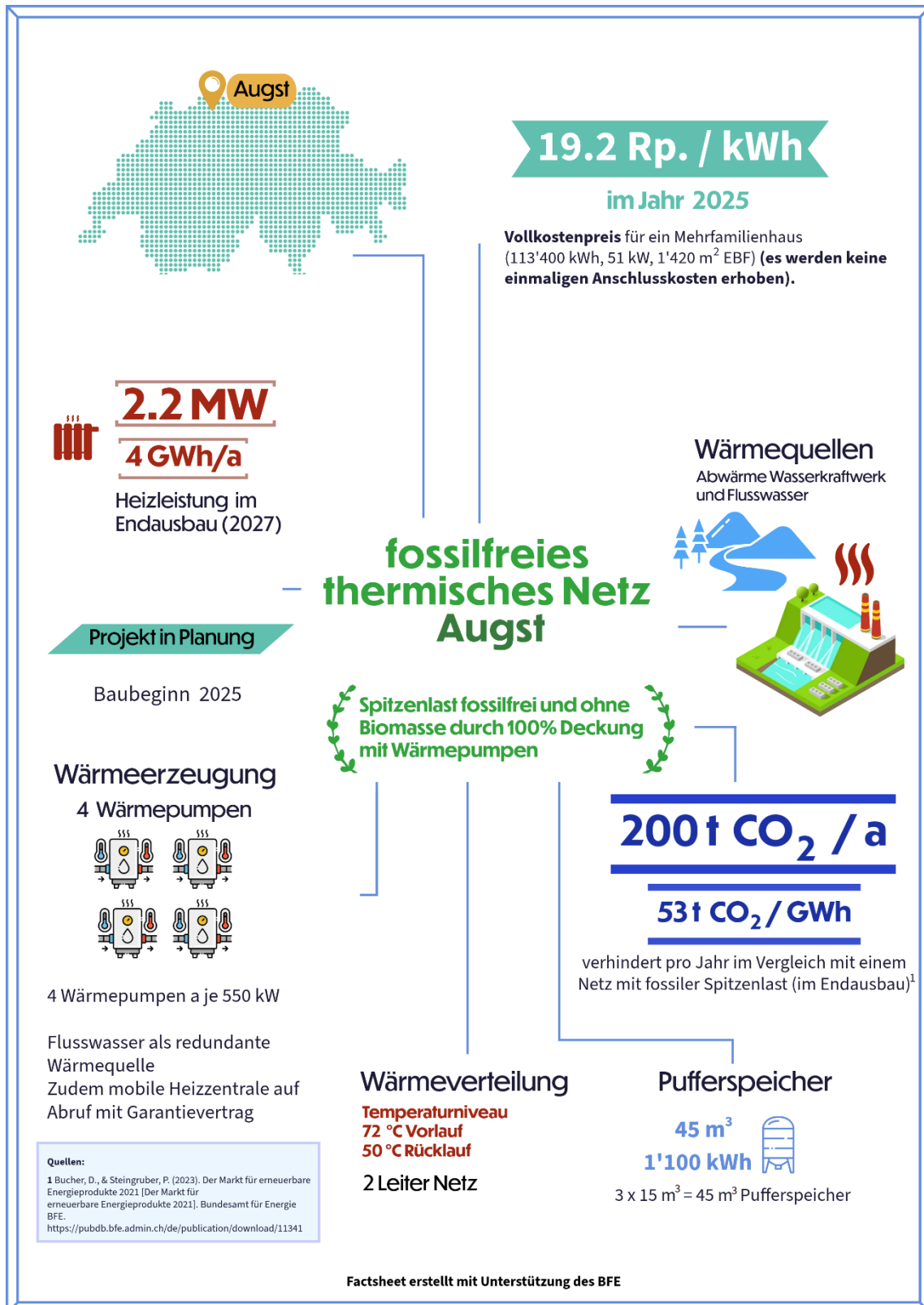


Abbildung 31: Wärmegestehungskosten der Spitzenlast für verschiedene Technologien unter Annahme von 10 % Spitzenlast an Gesamtwärme und Spitzenlastleistung von 0.5 MW.



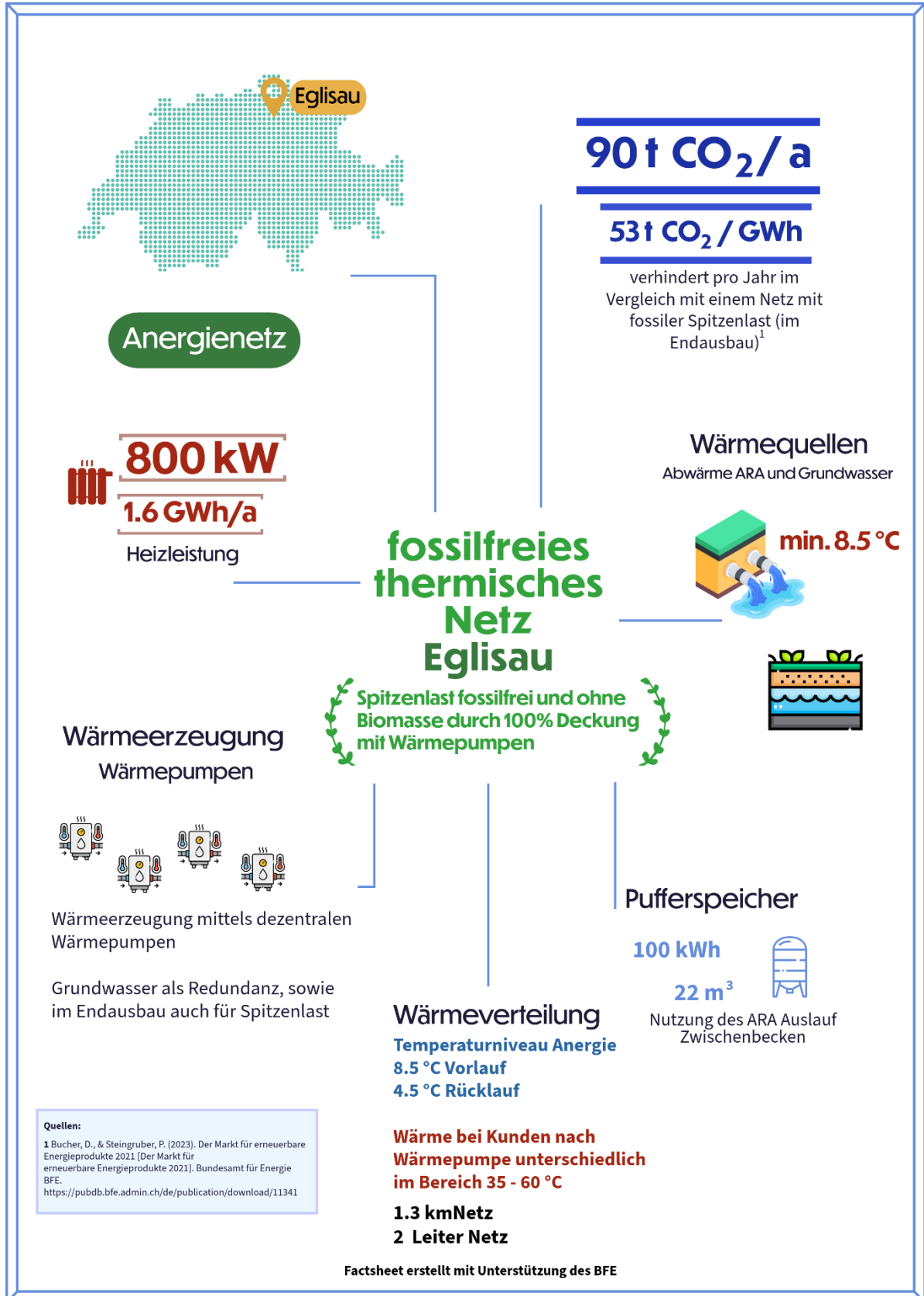
8.4 Factsheets

8.4.1. Augst



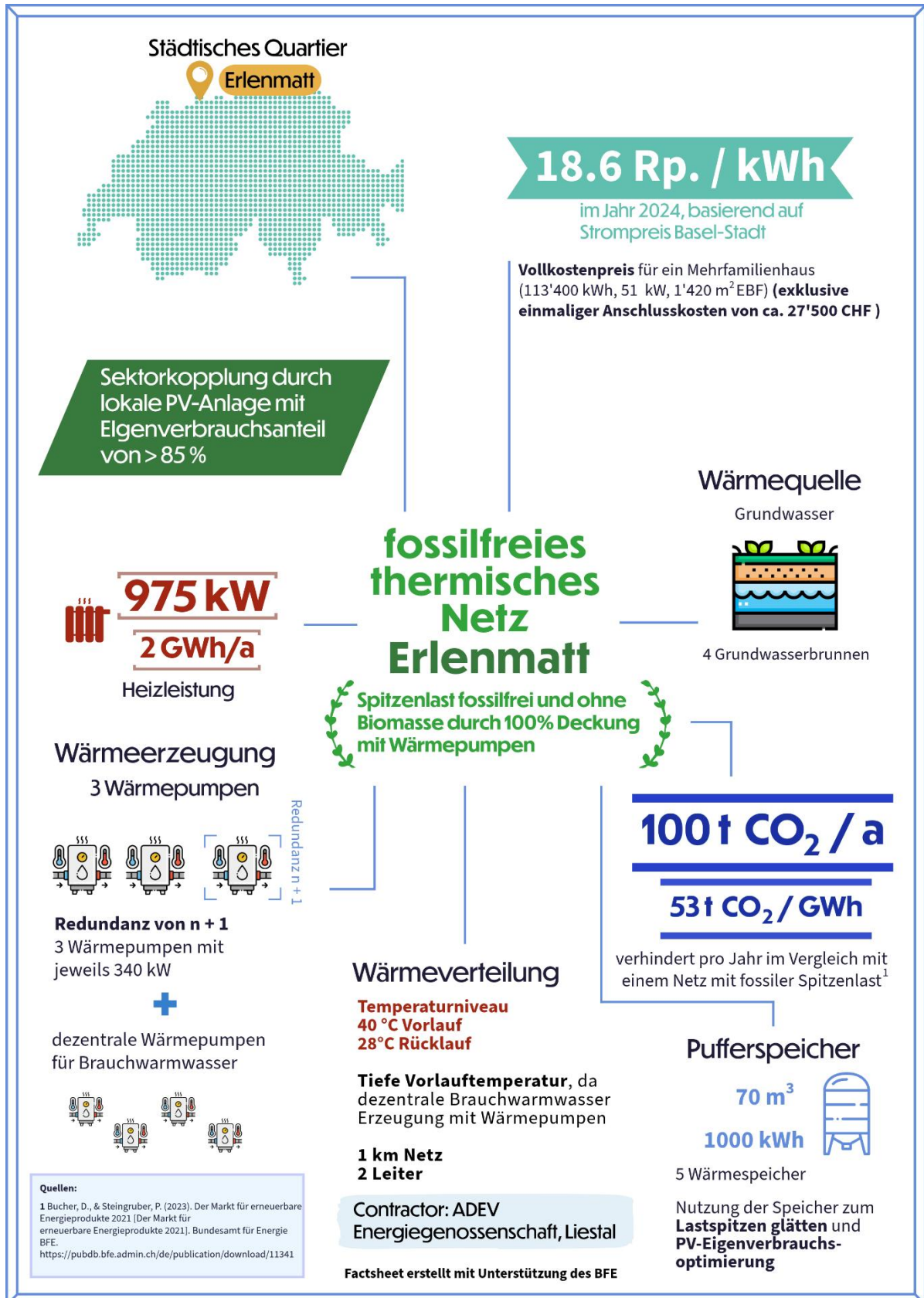


8.4.2. Eglisau



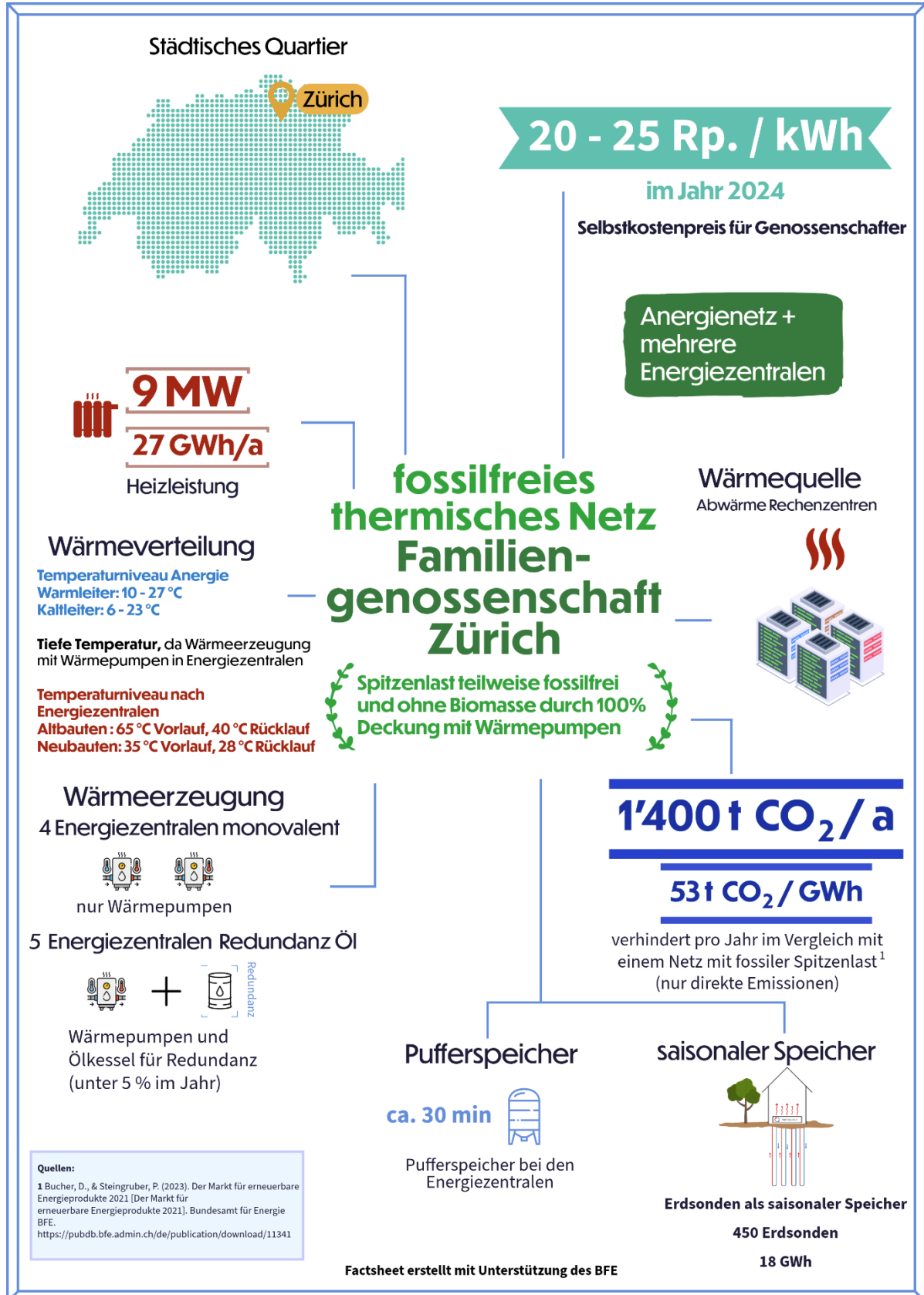


8.4.3. Erlenmatt



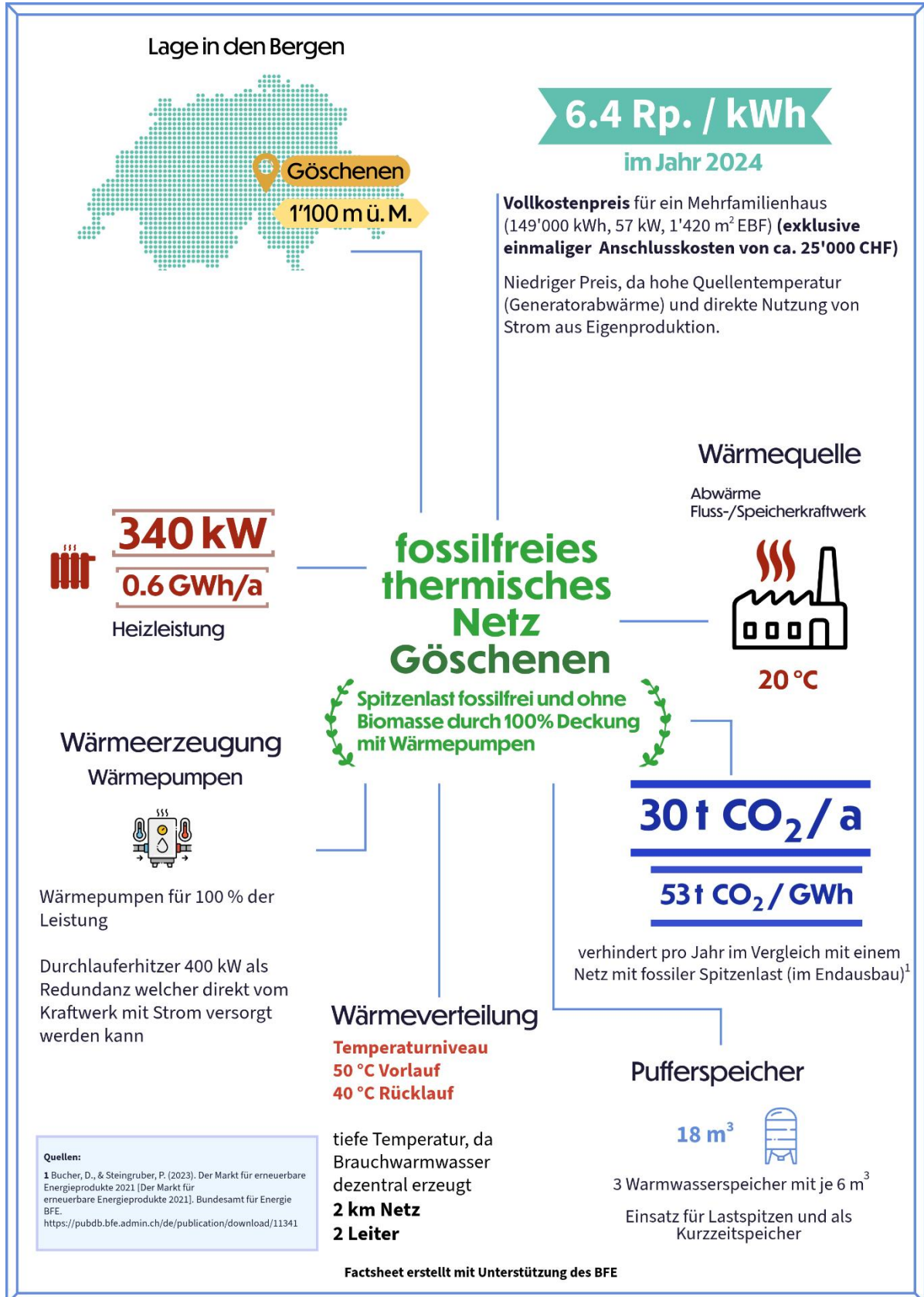


8.4.4. FGZ



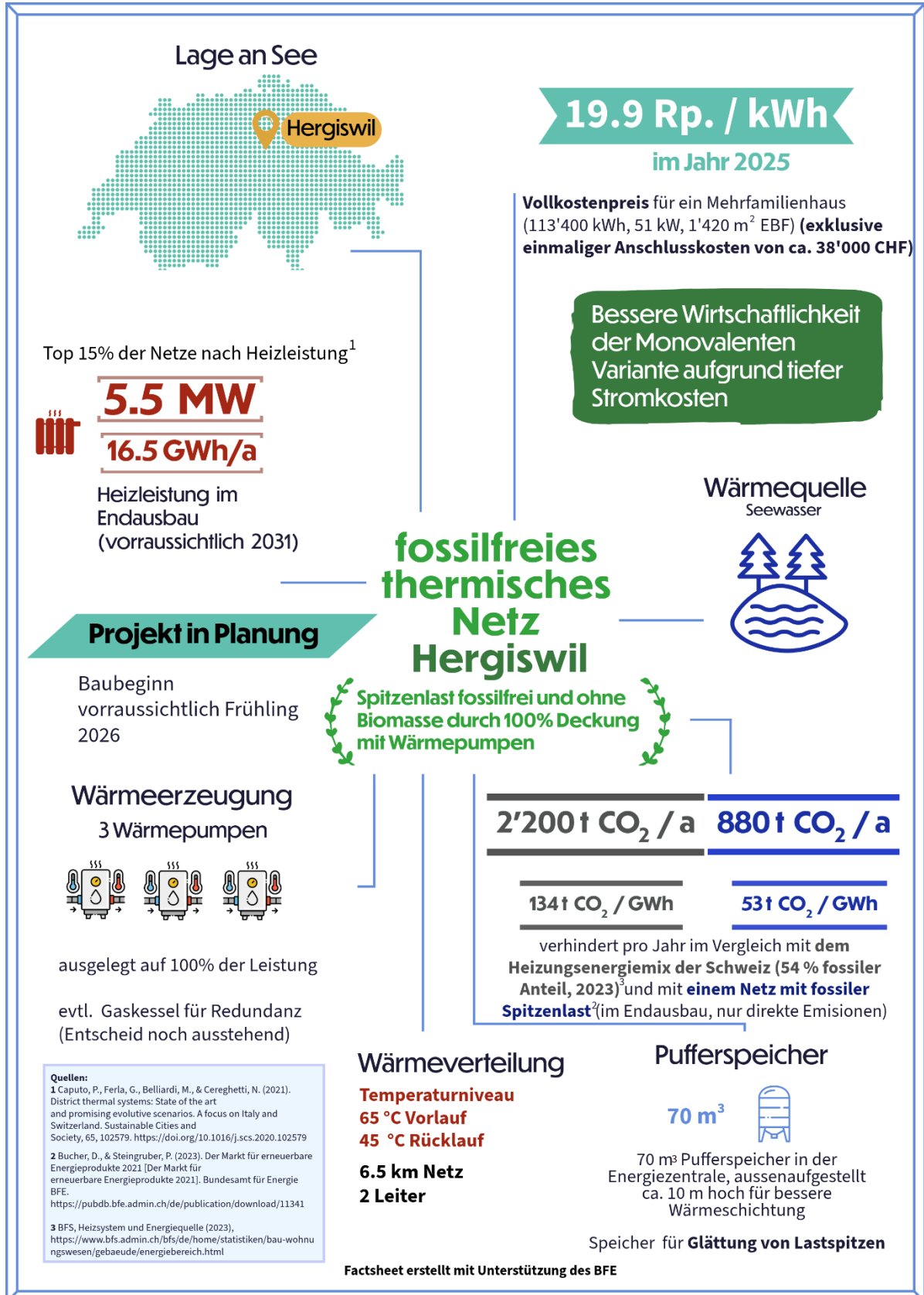


8.4.5. Göschenen



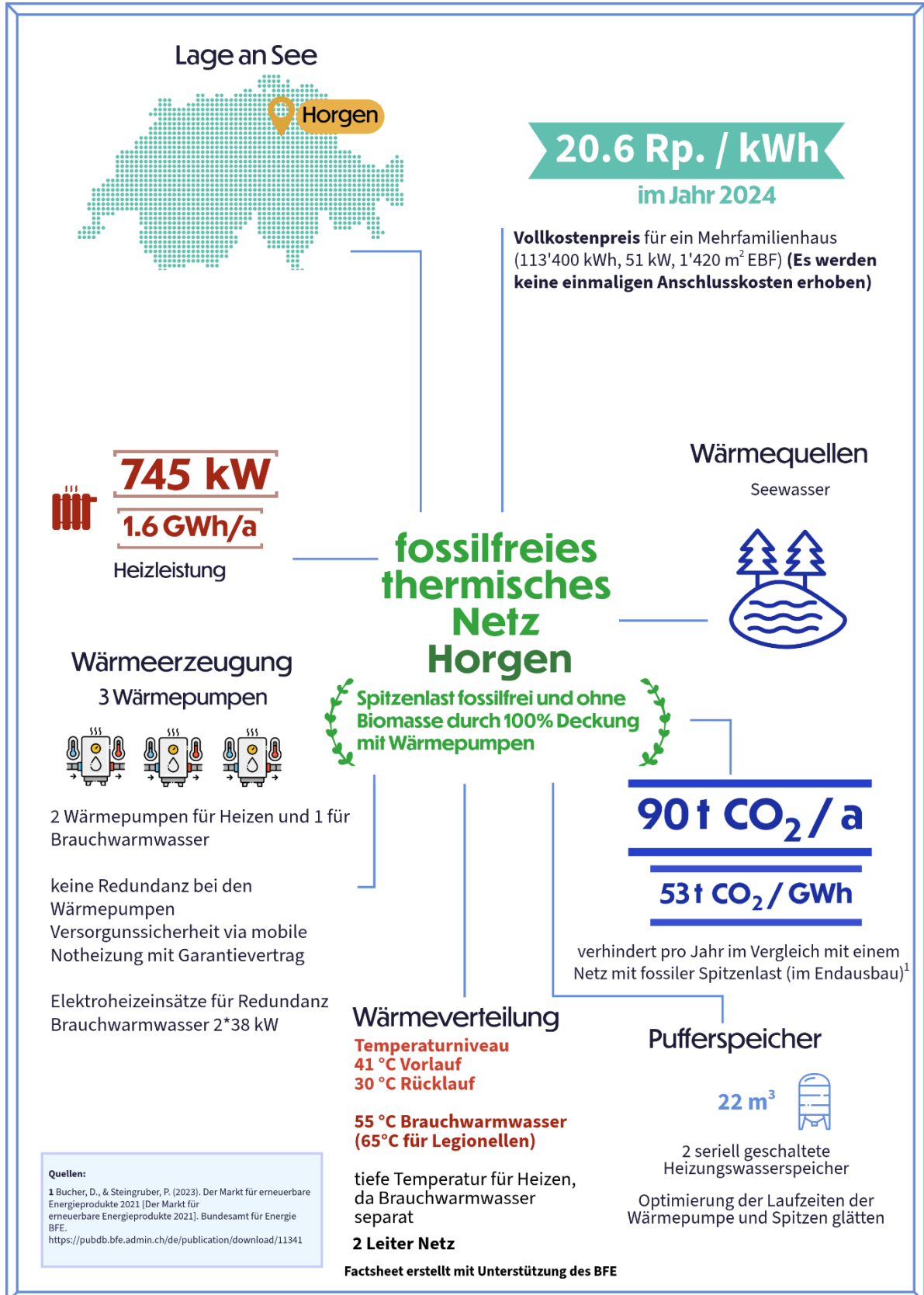


8.4.6. Hergiswil



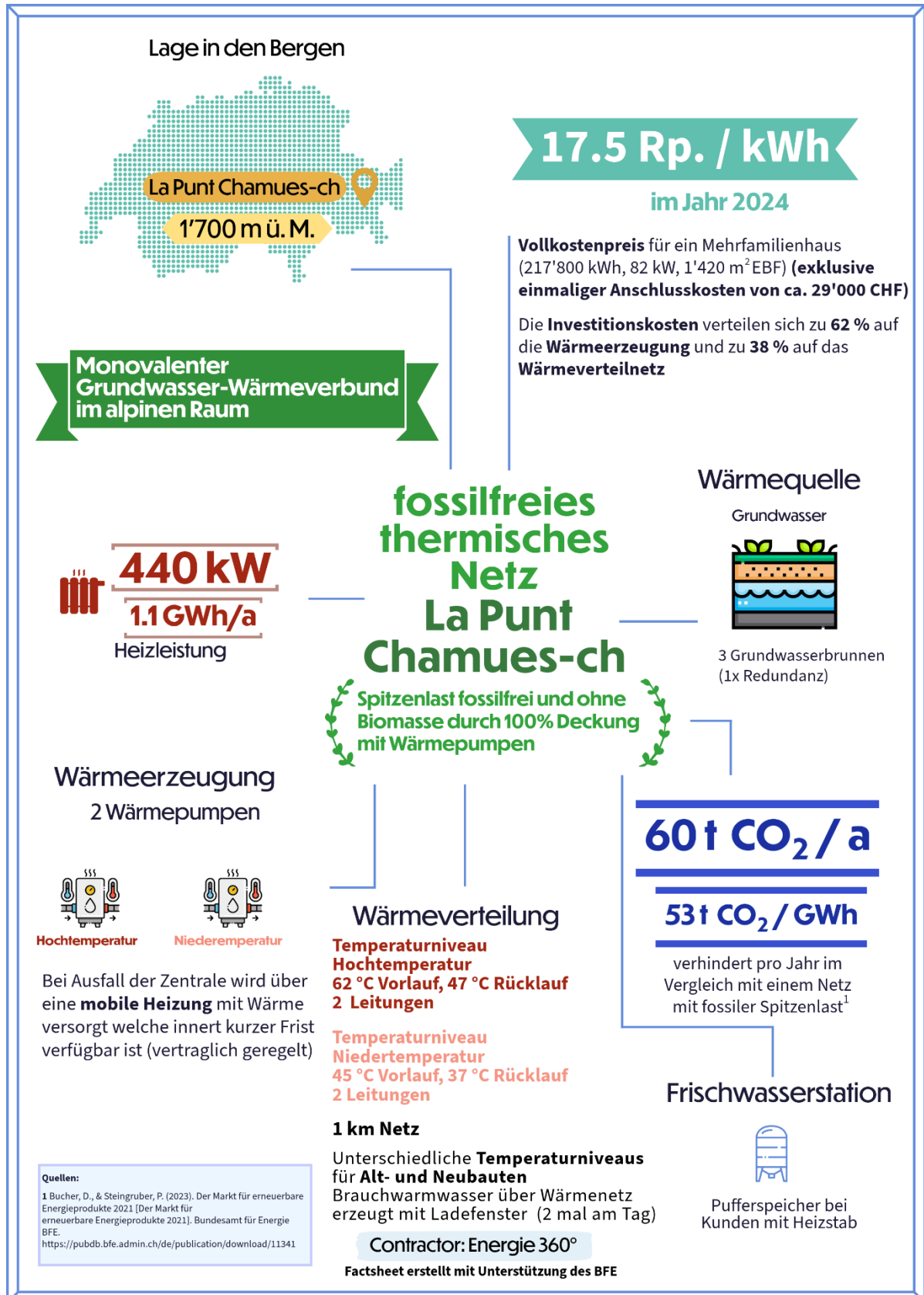


8.4.7. Horgen



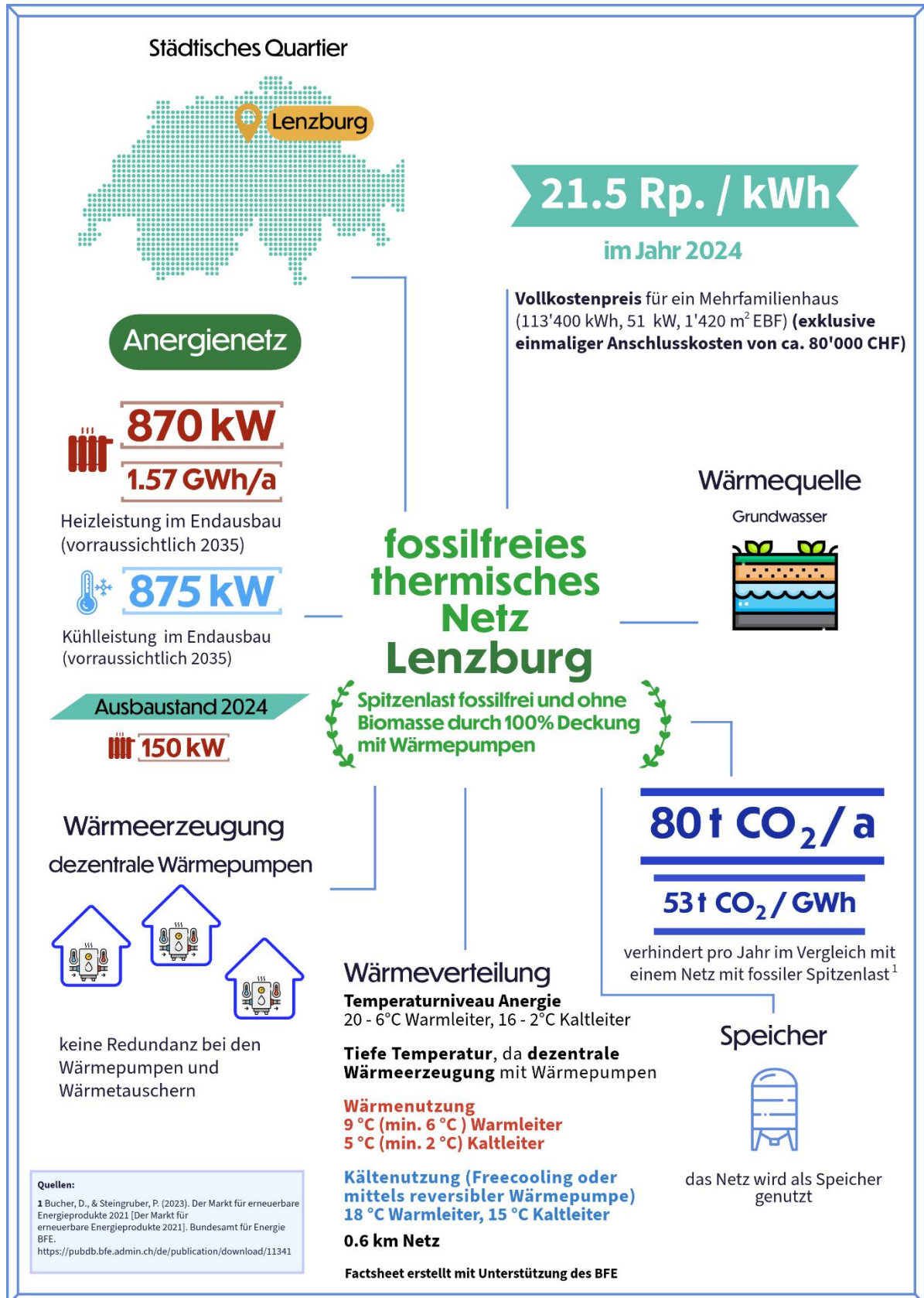


8.4.8. La Punt Chamues-ch



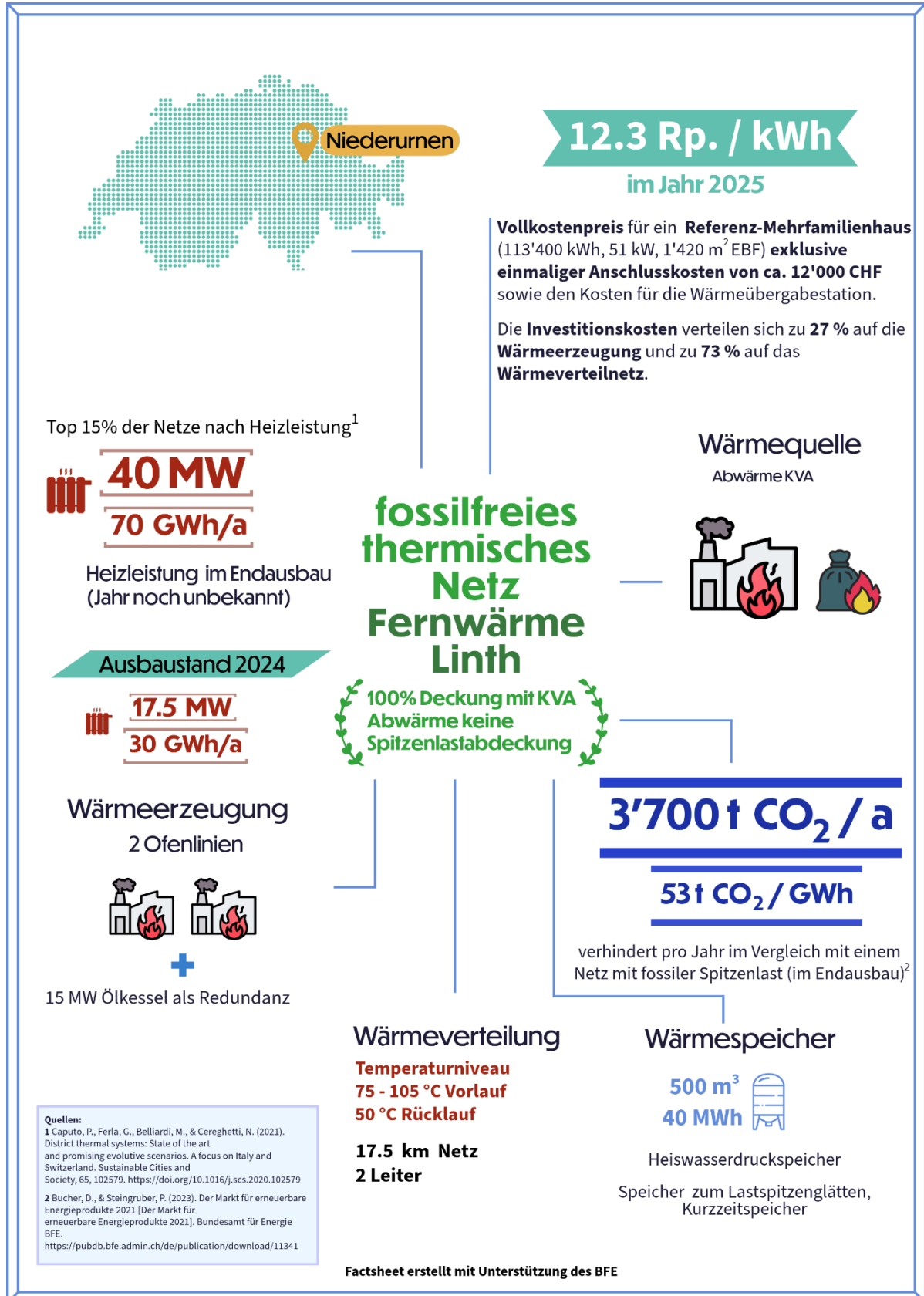


8.4.9. Lenzburg



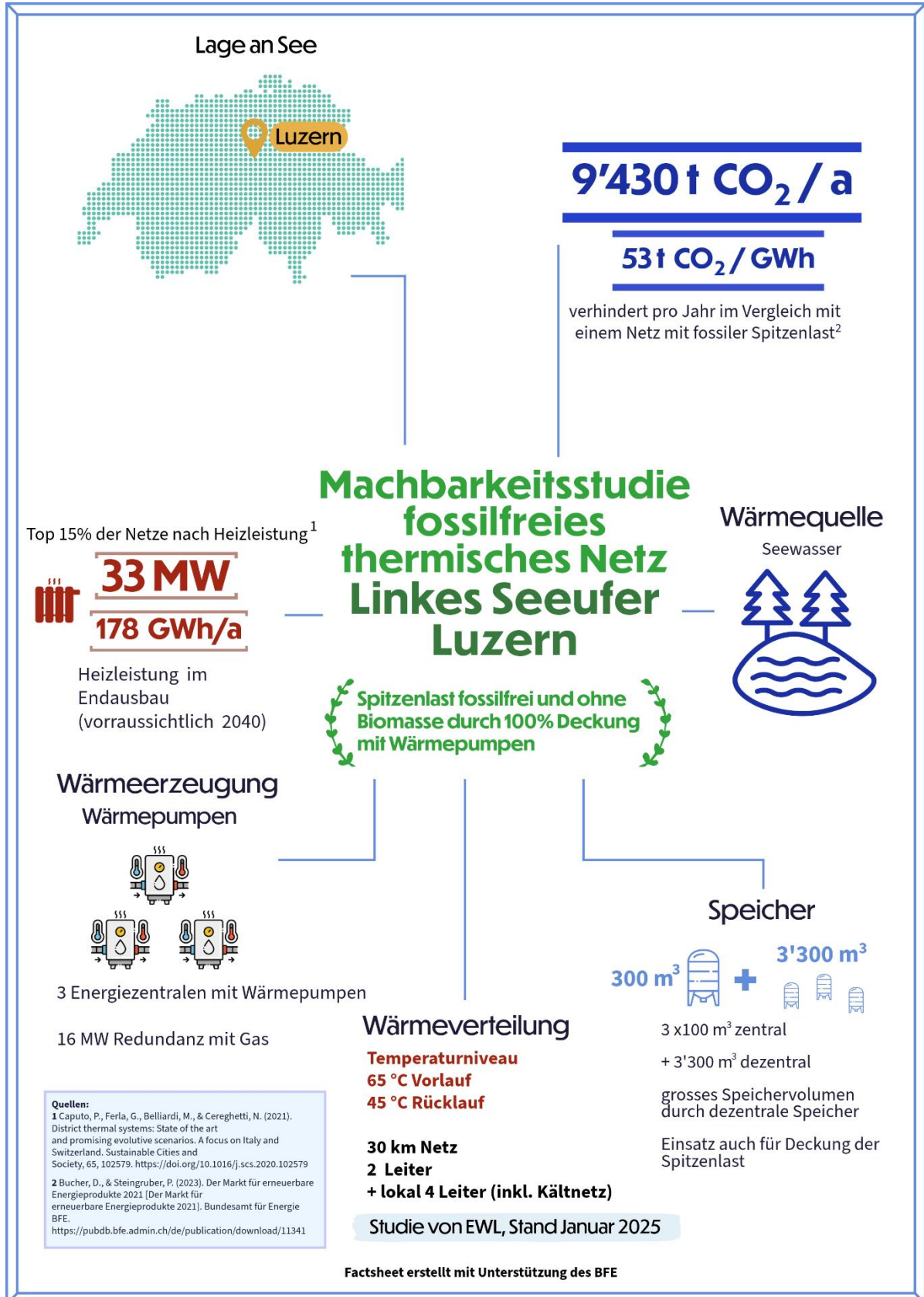


8.4.10. Fernwärme Linth



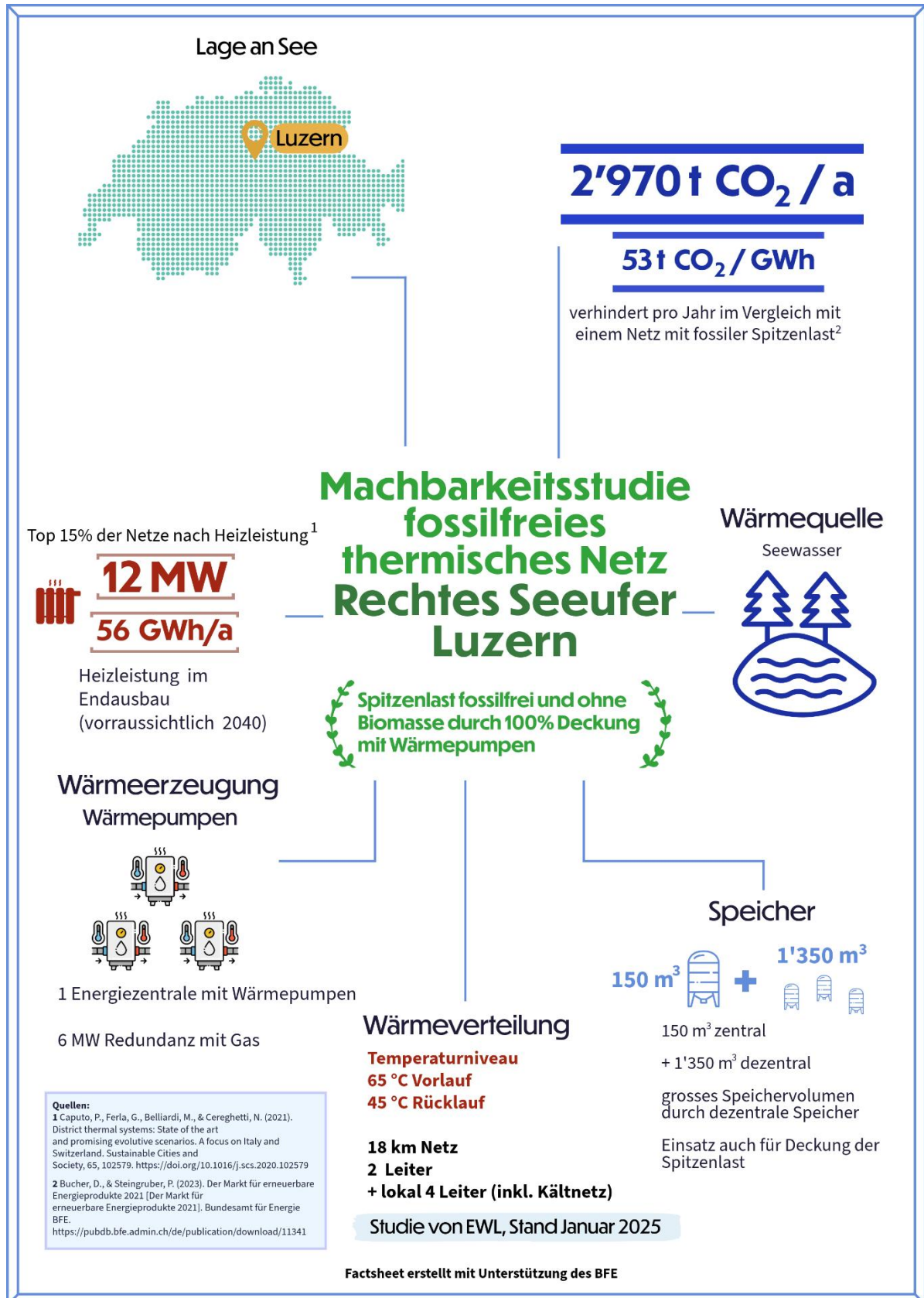


8.4.11. Luzern linkes Seeufer



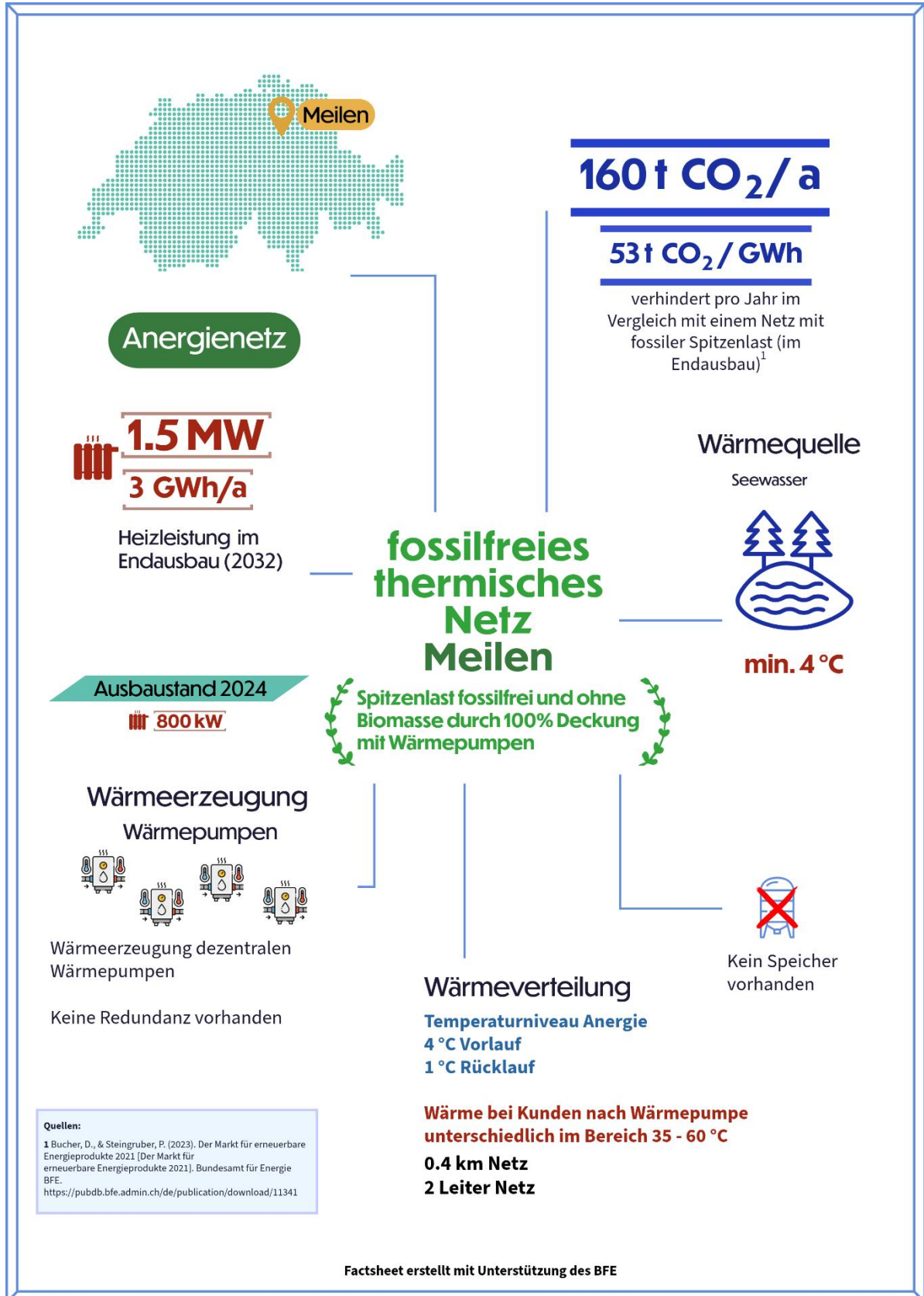


8.4.12. Luzern rechtes Seeufer



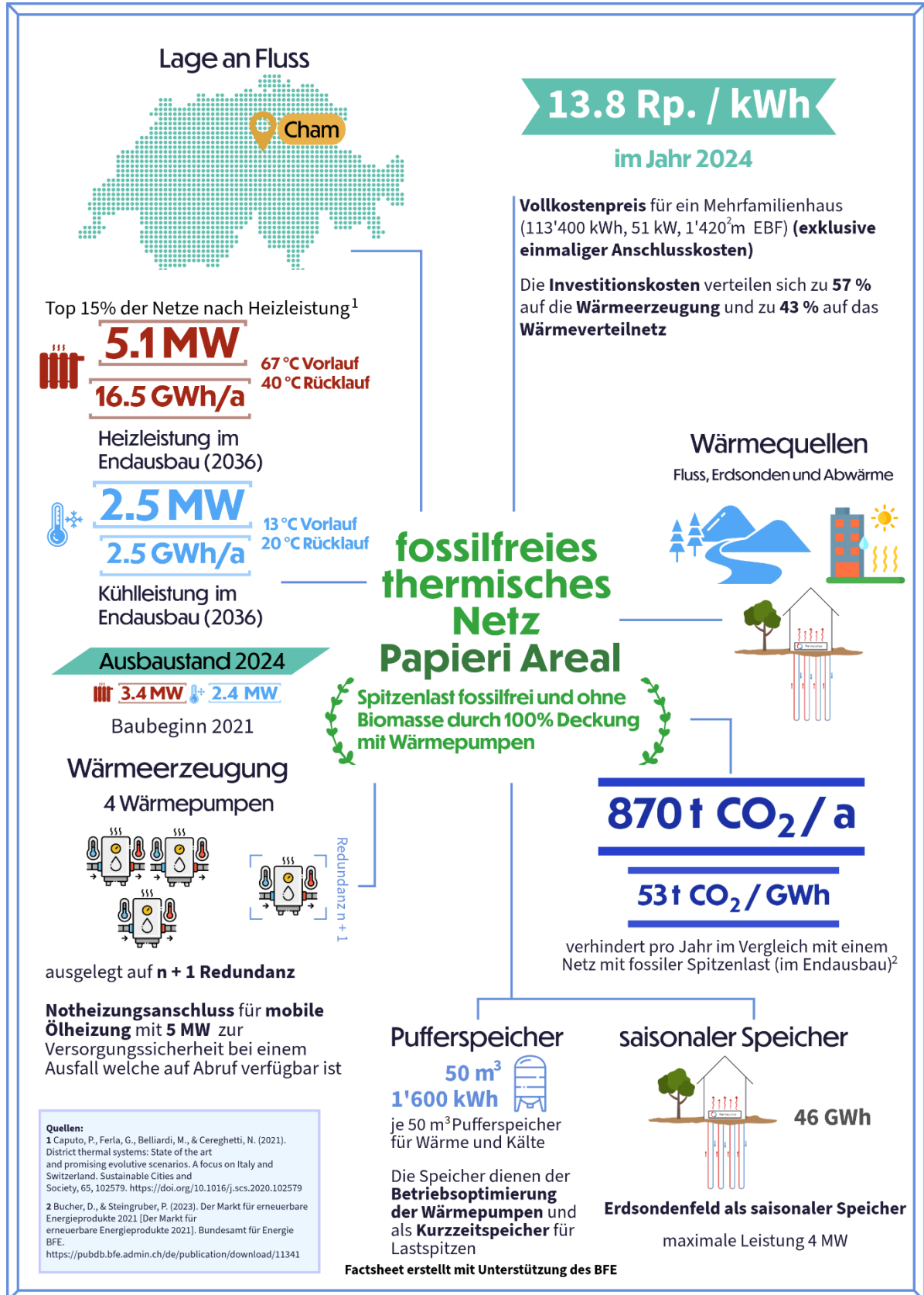


8.4.13. Meilen



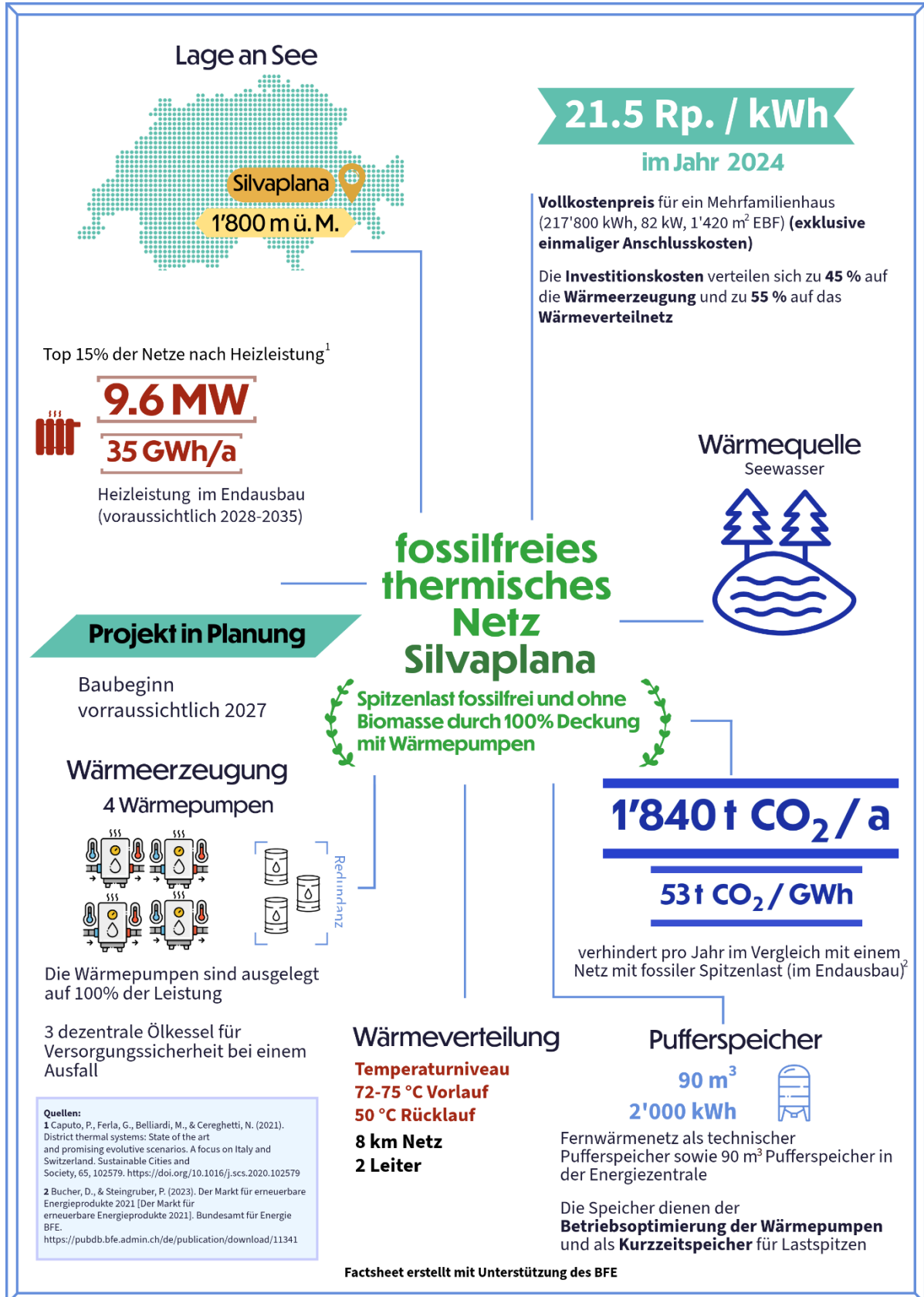


8.4.14. Papieri Areal



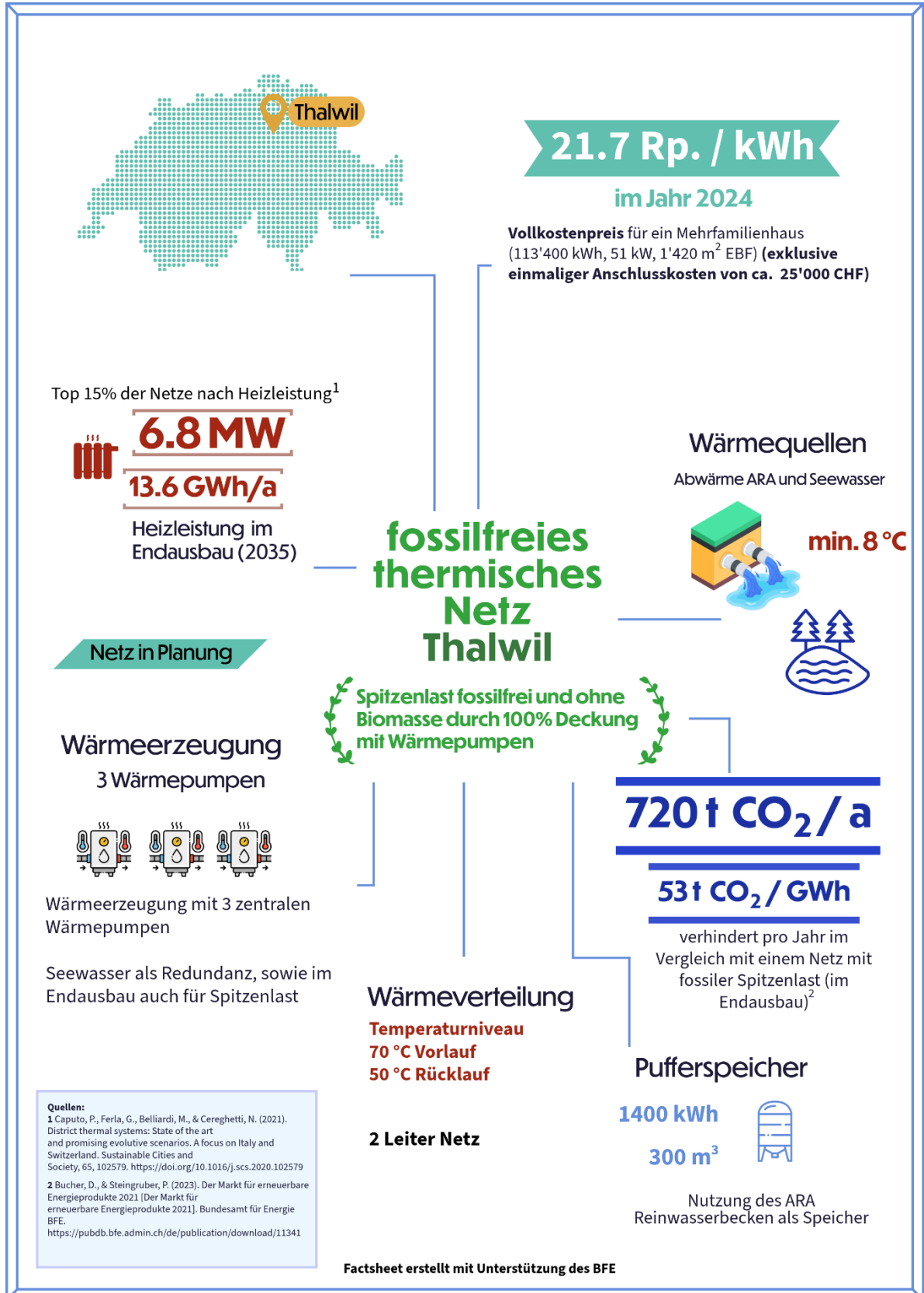


8.4.15. Silvaplana



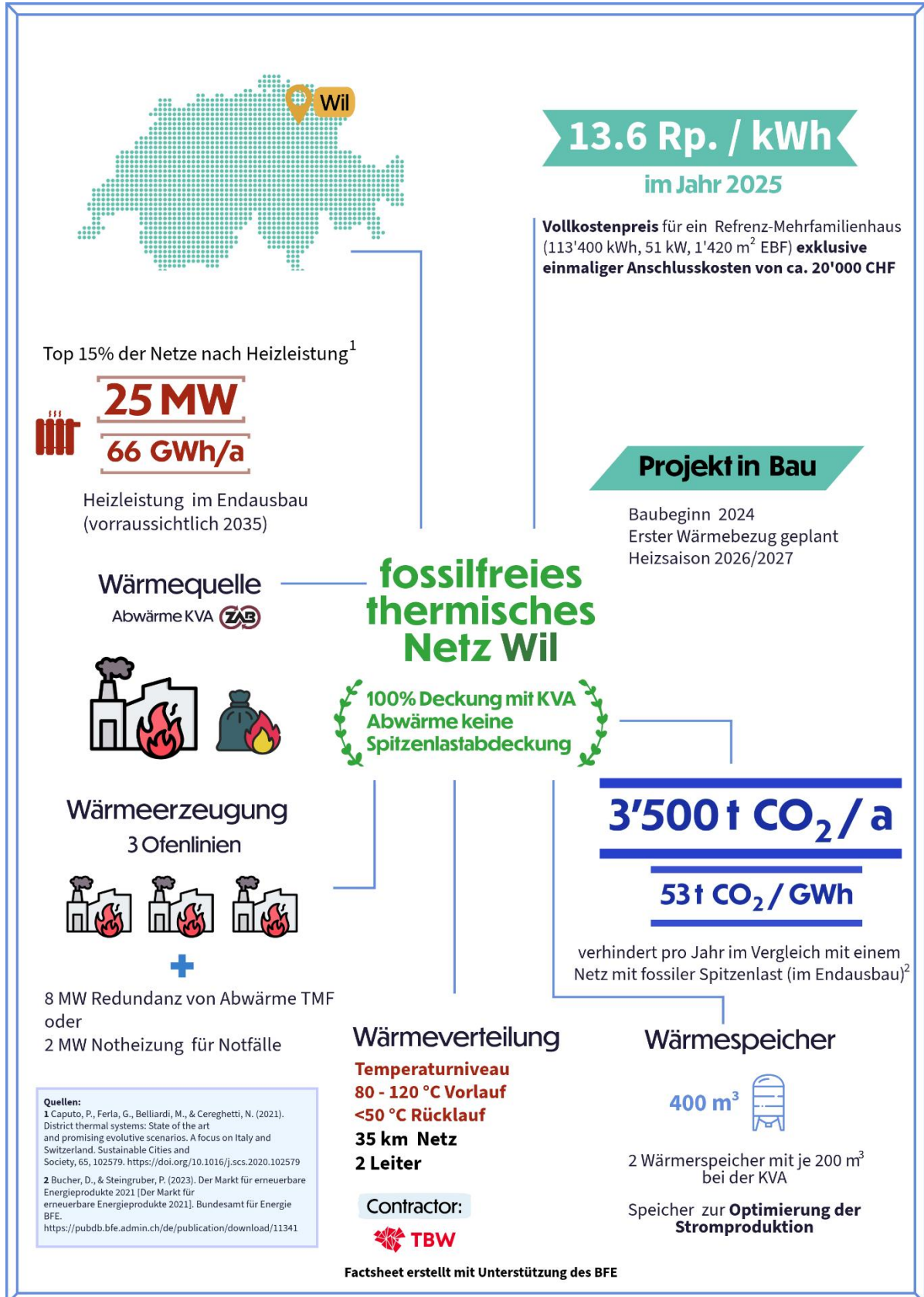


8.4.16. Thalwil



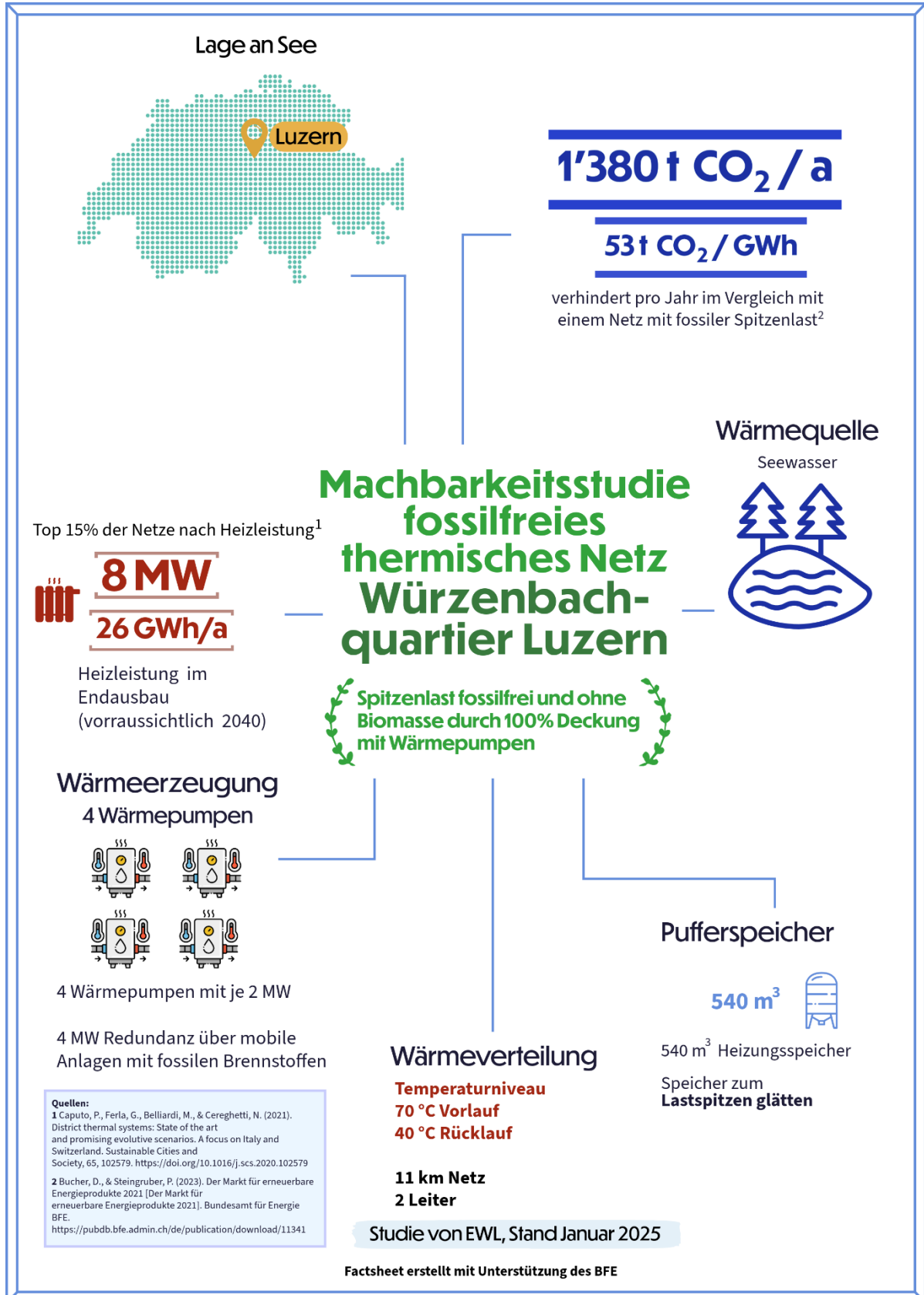


8.4.17. Wil





8.4.18. Würzenbachquartier Luzern





8.4.19. Machbarkeitsstudie

