



Universität St.Gallen
Institut für Technologiemanagement

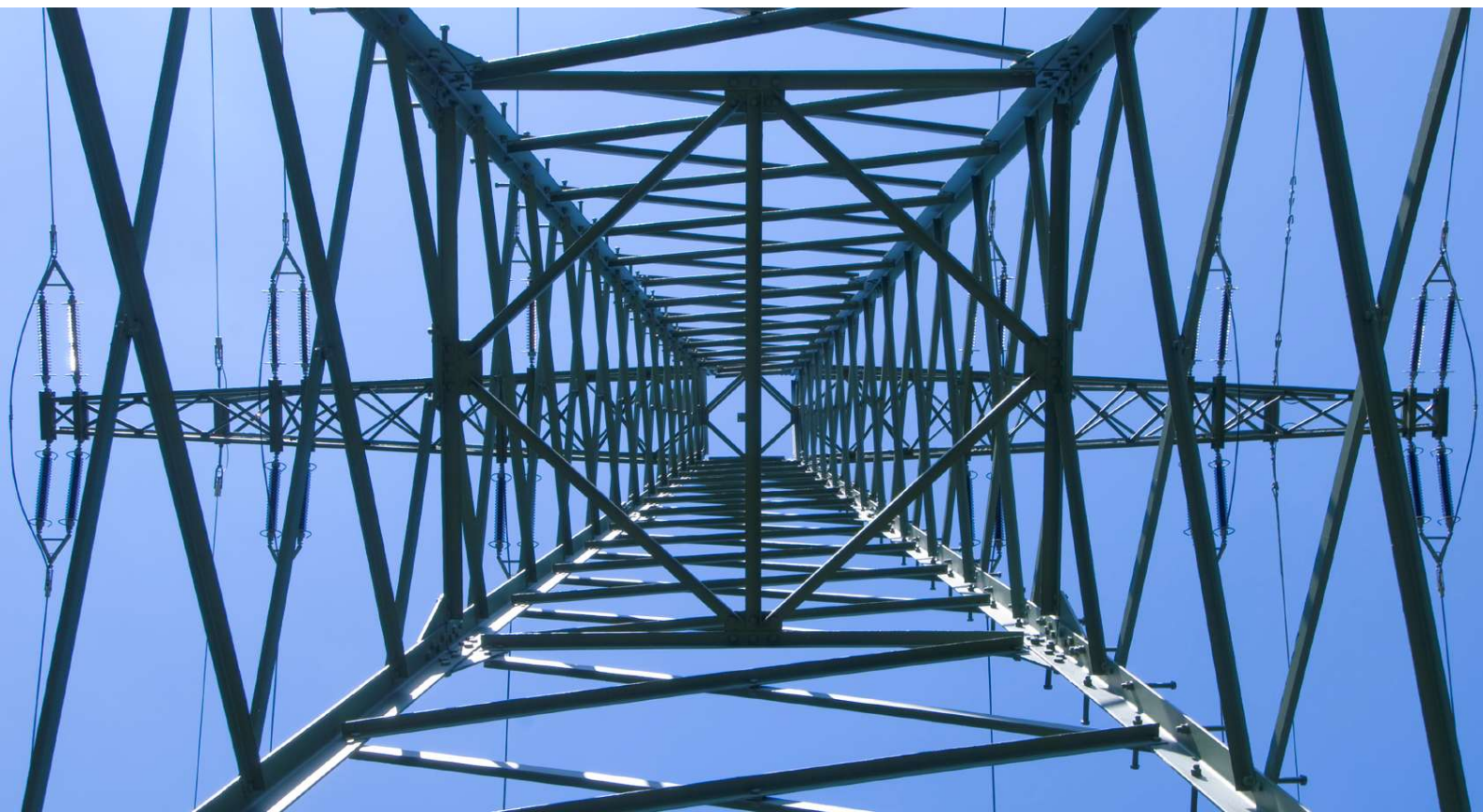
**Thur
plus**
Näher seit 1878.

Resultate Benchmarking Wirtschaftlichkeit Fernwärmenetze Schweiz

EVU-Manager CAS-HSG

Autor: Sascha Rohner
St. Gallen, 1. März 2026

Referent: Dr. Christian Opitz



Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abkürzungsverzeichnis | 1 |
| Abbildungsverzeichnis | 1 |
| Tabellenverzeichnis | 2 |
| 1 Benchmarking | 3 |
| 1.1 Konzept | 3 |
| 1.2 Definition der Kennzahlen | 3 |
| 1.3 Definition Wirtschaftlichkeit und theoretische Einflussfaktoren | 4 |
| 1.4 Resultate | 7 |
| 1.4.1 Wie wirtschaftlich sind Deutschschweizer Fernwärmeversorgungen? | 7 |
| 1.4.2 Erfolgsfaktoren | 10 |
| 1.4.3 Weitere Erkenntnisse der Umfrage | 16 |
| Literaturverzeichnis | 24 |
| Anhang | 28 |
| Fragebogen Benchmarking Wirtschaftlichkeit Fernwärmenetze Schweiz | 28 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------|---|
| ARA | Abwasserreinigungsanlage |
| ATV | Amt für Tiefbau und Verkehr |
| BFE | Bundesamt für Energie |
| BFS | Bundesamt für Statistik |
| CAPEX | Capital Expenditure |
| CHF | Schweizer Franken |
| CO ₂ | Kohlendioxid |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| EWZ | Elektrizitätswerk der Stadt Zürich |
| IRR | Internal rate of return |
| kW | Kilowatt |
| KVA | Kehrichtverbrennungsanlage |
| MWh | Megawattstunde |
| NPK | Normpositionen-Katalog |
| ROI | Return on investment |
| Rp. | Rappen |
| SNB | Schweizerische Nationalbank |
| TWh | Terawattstunden |
| WACC | Weighted average cost of capital |
| WKK-Anlage | Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlage |
| WSL | Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Theoretische Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmenetzes, eigene Darstellung | 6 |
| Abbildung 2: Profitabilität in Abhängigkeit der Betriebsjahre (n=23) | 9 |
| Abbildung 3: Gesamtkapitalrendite in Abhängigkeit der Rechtsform (n=15) | 9 |
| Abbildung 4: Korrelationen Einflussfaktoren der Profitabilität (n=15) | 11 |
| Abbildung 5: Spezifische Trassenkosten (n=21) | 12 |
| Abbildung 6: Synergienutzung Tiefbau (n=21) | 13 |
| Abbildung 7: Eigenkapitalquote (n=21) | 13 |
| Abbildung 8: Zinssatz Bankdarlehen (n=10) | 14 |
| Abbildung 9: Anschlussgrad in Abhängigkeit zu Betriebsjahren (n=13) | 14 |
| Abbildung 10: Anschlussgrad in Abhängigkeit zur Gaskonkurrenz (n=13) | 15 |
| Abbildung 11: Fördermassnahmen Fernwärmeumstieg | 16 |
| Abbildung 12: Wärmedichte in Abhängigkeit zu initialen Gebühren (n=21) | 17 |
| Abbildung 13: Wärmeverluste in Abhängigkeit zur Wärmedichte (n=18) | 17 |
| Abbildung 14: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit zur Wärmedichte (n=22) | 18 |
| Abbildung 15: Wärmedichte in Abhängigkeit der Betriebsjahre (n=22) | 19 |
| Abbildung 16: Wärmeverteilkosten Kapital in Abhängigkeit der Betriebsjahre (n=21) | 19 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 17: Personalkostenintensität (n=10) | 20 |
| Abbildung 18: Nutzungsdauer Fernwärmeleitungen (n=23) | 20 |
| Abbildung 19: Anteil erneuerbare Energie im Energiemix (n=23) | 21 |
| Abbildung 20: Durchschnittliche Anschlussgrößen (n=22) | 21 |
| Abbildung 21: Durchschnittspreis CHF/kWh (n=20) | 22 |
| Abbildung 22: Zielgrößen bei Investitionsentscheiden in die Fernwärme (n=22) | 22 |
| Abbildung 23: Zukünftige Massnahmen zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit (n=17) | 23 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|---|
| Tabelle 1: Anzahl Umfrageteilnehmer mit profitabler Fernwärmeversorgung, aufgeteilt nach Primärenergiequelle | 8 |
|--|---|

1 Benchmarking

1.1 Konzept

Für die Auswahl der potenziellen Umfrageteilnehmer wurde die Liste der thermischen Netze der Schweiz, welche hinter den öffentlich zugänglichen Geodaten des BFE (2025b) stehen, verwendet. Die Basisliste umfasst 1'549 thermische Netze, die von 1'096 Betreibern betrieben werden. Um den Umfang der Umfrage einzuschränken und die Ziele der Arbeit zu erreichen, wurde die Basisliste wie folgt gefiltert:

- Primärenergiequelle: Abwasser, Grundwasser, Holzschnitzel, Fluss- und Seewasser
- Inbetriebnahme: vor 1. Januar 2024 (mindestens ein volles Betriebsjahr)
- Leistung: über 1 MW (Ausschluss der Kleinstnetze)
- Kanton: Ausschluss der französisch- und italienischsprechenden Kantone. Bei den gemischten Kantonen Bern und Wallis wurde anhand der Postleitzahl eine entsprechende Zuteilung vorgenommen.
- Betreiberanalyse: Privatpersonen, sowie Unternehmen die als Nebengeschäft die Fernwärme betreiben (oftmals Schreinereien) wurden exkludiert.
- Fehlende E-Mail-Anschriften

Nach dieser Filterung blieben 223 Netzbetreiber mit insgesamt 337 thermischen Netzen, die kontaktiert wurden. 191 der 223 Netzbetreiber sind verantwortlich für jeweils ein Netz und die restlichen 32 Netzbetreiber betreiben 146 Netze und somit 43 Prozent der für die Umfrage interessanten Objekte. Es besteht somit eine hohe Konzentration bei wenigen grossen Marktteilnehmern wie EBL, AEW Energie AG, ewz, EWB und BKW.

1.2 Definition der Kennzahlen

Die Primärdatenerhebung erfasste zunächst technische Strukturdaten wie Energieträger (Primär-/Sekundärquelle), Jahr der Inbetriebnahme, Trassenlänge sowie Wärmeabsatz und installierte Leistung. Daneben wurden finanzielle Werte erhoben. Dazu zählen Investitionskosten (Erzeugung, Verteilung, Abgabe), Finanzierungsstruktur, Anschlussgebühren, Subventionen sowie operative Ertrags- und Kostengrößen (Umsatz, Personalaufwand, Abschreibungsdauern). Die Wirtschaftlichkeit (profitabel oder defizitär) wurde obligatorisch abgefragt, während die Nennung des konkreten Jahresergebnisses optional war. Der detaillierte Fragebogen befindet sich im Anhang.

Auf Basis dieser Rohdaten erfolgte im zweiten Schritt die Berechnung der nachfolgend verwendeten Kennzahlen.

- Gesamtkapitalrendite: Die Summe des Jahresgewinn/-verlust und den Finanzierungskosten in Relation zu den Gesamtinvestitionen in Erzeugung, Netz und Wärmeabgabe

- Spezifische Trassenkosten: Investitionen in Verteilnetz (inkl. Anschlussleitungen) in Relation zur Trassenlänge des Verteilnetzes (inkl. Anschlussleitungen) in Meter
- Wärmeverteilungskosten Kapital: Investitionen in Verteilnetz (exklusive Erzeugung, Anschlussleitungen und Übergabestationen) multipliziert mit Annuität in Relation zum Wärmeabsatz pro Jahr in kWh. Die Annuität wird für den Zweck dieser Arbeit mit der RMZ-Formel in Excel berechnet. Für den Zins werden 3 Prozent und für die Dauer 30 Jahre eingesetzt)
- Subventionen / Investitionen: Eingenommene Subventionen in Relation zu den Gesamtinvestitionen in Erzeugung, Netz und Wärmeabgabe
- Initiale Gebühren / Investitionen: Eingenommenen Anschlussgebühren und Anschlusskostenbeiträge in Relation zu den Gesamtinvestitionen in Erzeugung, Netz und Wärmeabgabe
- Temperaturspreizung: Differenz zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur
- Auslastung Erzeugung: gemessene Höchstlast in kW in Relation zur Nennleistung in kW der Erzeugungsanlage
- Volllaststunden Erzeugung: Produzierte Menge der Erzeugungsanlage in kWh in Relation zur Nennleistung der Erzeugung in kW
- Wärmeverluste: Produzierte Wärme in MWh abzüglich Wärmeabsatz in MWh in Relation zur produzierten Wärme
- Wärmedichte (Wärmeverbrauchsichte): Wärmeabsatz in MWh in Relation zur Länge des Netztrassees (exklusive Hausanschlüsse)
- Absatz / Kunde: Wärmeabsatz in MWh in Relation zur Anzahl Kundenanschlüsse
- Durchschnittspreis: Umsatz aus Wärmeverkauf (Grundpreis, Leistungspreis und Arbeitspreis) in Relation zum Wärmeabsatz
- Anschlussgrad: Wärmeabsatz in Relation zum potenziell möglichen Wärmeabsatz bei den Gebäuden, wo bereits eine Leitung in der Strasse liegt
- Personalkostenintensität: Personalkosten in Relation zum erzielten Umsatz aus Wärmeverkauf
- Finanzierungskosten: Bestand Bankdarlehen multipliziert mit aktuellem Zinssatz auf diesen Bankdarlehen

1.3 Definition Wirtschaftlichkeit und theoretische Einflussfaktoren

Im Zentrum der Forschungsfrage steht die Wirtschaftlichkeit. Um diese fundiert zu untersuchen, erfolgt zunächst eine begriffliche Definition, gefolgt von der Bestimmung theoretischer Einflussfaktoren bei einem Fernwärmenetz. Diese Faktoren fungierten als Thesen, welche im Rahmen des Benchmarkings validiert wurden.

Gemäss Thommen (2004, S. 108) wird mit der Wirtschaftlichkeit ein Wertverhältnis zum Ausdruck gebracht. Als Wertgrößen dienen die aus dem Güter- und Finanzprozess abgeleiteten Größen Aufwand und Ertrag. Sind der Aufwand und der Ertrag genau gleich wird weder ein Verlust noch ein Gewinn erzielt. Im Gegensatz zur Rentabilität spielt bei der Wirtschaftlichkeit das eingesetzte Kapital keine Rolle.

Ein wichtiges Konzept in der Energiewirtschaft ist das Energie-Trilemma. Es umfasst die drei Dimensionen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit. Das Konzept des energiewirtschaftlichen Trilemma bringt zum Ausdruck, dass diese drei Ziele oft konkurrierend

sind und die Wirtschaftlichkeit nicht isoliert, betrachtet werden kann. Der world energy council (WEC) publiziert seit Jahren den «world energy trilemma index» und zeigt darin auf, wie über 100 Länder das Trilemma optimieren. Nach Aussage des WEC (2024, S. 2) misst der Index wie fortschrittlich das Energiesystem eines Landes ist.

Bezogen auf die Fernwärmeversorgung in der Schweiz ist das Trilemma beispielsweise sichtbar beim angedachten Einsatz von zentralen Wärmepumpen. Gepaart mit Umweltwärme und erneuerbarer Stromproduktion ist diese Lösung nachhaltig. In Bezug auf die Versorgungssicherheit bestehen aber grosse Fragezeichen, da die Wärmepumpen im Winter, oft in der Nacht, viel Strom benötigen. Das Angebot von inländisch erneuerbarem Strom ist aber genau zu diesem Zeitpunkt begrenzt.

Ein weiteres Beispiel wie sich das Trilemma im Schweizer Fernwärmemarkt manifestiert, ist die Deckung der Spitzenlast im Winter. Die Deckung der Spitzenlast erfolgt heute noch mehrheitlich mit fossiler Energie, was nicht nachhaltig ist. Allerdings sind die Gas- und Ölkessel in der Anschaffung um einiges günstiger als nachhaltige Alternativen (Spescha et al., 2025, S. 3).

Die folgende Grafik illustriert die theoretischen Einflussfaktoren der Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmenetzes. Aus der Bilanz haben insbesondere die Investitionen in Netze und Anlagen einen grossen Einfluss auf den Gewinn. Zusammen mit den festgelegten Nutzungsdauern ergeben die Investitionen die Abschreibungen (orange), was bei Fernwärmenetzen den grössten fixen Kostenblock darstellt. Die Investitionen ihrerseits sind abhängig von der gewählten Technologie, Netzlänge, der Distanz zwischen Erzeugung und Abnehmer und der Netztopografie. Flüsse, Anstiege, Autobahnen und Bahntrassen können den Bau massiv verteuern. In dicht besiedelten, städtischen Umgebungen, wo die grössten Wärmedichten sind, ist der Bau aufgrund enger Platzverhältnisse teuer. Des Weiteren ist die Dimensionierung der Rohrdurchmesser eine entscheidende Grösse. Diese wird bei der Planung festgelegt und kann danach über Jahrzehnte nicht mehr angepasst werden. Für eine wirtschaftlich optimale Auslegung müssen die Rohre so klein wie technisch zulässig sein, aber gross genug, um die maximal zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten und Druckverluste nicht zu überschreiten. (EnergieSchweiz, 2020, S. 7)

Weitere wichtige Einflussgrössen auf die Investitionshöhe sind die Erzeugungsleistung, die Gewährleistung der Spitzenabdeckung, die Wahl der Redundanz und der Einsatz von Speichern zur Glättung von Spitzen. Auch der Verkaufserfolg hat direkt einen Einfluss auf die Investitionskosten, in dem zusätzlich verkaufte Anschlüsse zu mehr Baukosten für Hausanschlüsse führen. Letztlich stellt sich bei den Investitionskosten auch die wichtige Frage, ob Synergien mit anderen Versorgungsnetzen genutzt werden können und so die Graben- und Strassenbaukosten geteilt werden.

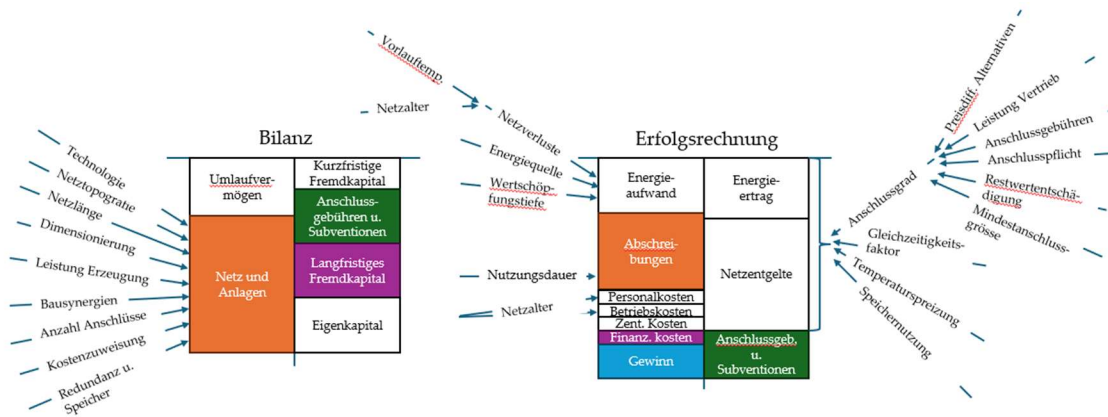


Abbildung 1: Theoretische Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmenetzes, eigene Darstellung

Auf der Passivseite der Bilanz werden die Anschlussgebühren und Subventionen verbucht. Auch sie haben einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmenetzes, indem jährlich eine Tranche, basierend auf der festgelegten Nutzungsdauer, als Ertrag in die Erfolgsrechnung aufgelöst wird (grün). Letztlich hinterlassen auch externe Finanzierungen, als Fremdkapital bilanziert sind, ihre Spuren im Aufwand der Erfolgsrechnung (violett). Relevant ist hierfür neben der Finanzierungshöhe der Zinssatz. Während Fremdkapitalzinsen als direkter Aufwand den Gewinn schmälern, ist die Nutzung von Eigenkapital buchhalterisch kostenlos. Ökonomisch betrachtet muss es jedoch mit einem kalkulatorischen Zinssatz belegt werden, um den Renditeanspruch der Eigenkapitalgeber abzubilden.

Einen direkten Einfluss auf den Gewinn hat der Wärmeverlust, welcher seinerseits abhängig von der Vorlauftemperatur, dem Netzalter und der Netzdimensionierung ist. Je grösser die Dimensionierung und je höher die Vorlauftemperatur, desto höher sind die Wärmeverluste und damit der Energieaufwand. Auch einen Einfluss auf den Energieaufwand hat die Energiequelle. Die Wärme aus Umweltquellen ist kostenlos, im Gegensatz zu Holzschmelze oder der Abwärme aus KVA und Produktionsprozessen. Dafür kostet der Temperaturhub durch Wärmepumpen. Auf der Aufwandseite vervollständigen die Personalkosten, die Betriebskosten und die zentralen Kosten das Bild. Sowohl die Personalkosten als auch die Betriebskosten sind abhängig vom Netzalter. Mit steigendem Netzalter wächst der Aufwand zur Überwachung und Behebung von Störungen.

Sobald die Standortwahl auf ein Gebiet mit hoher Wärmedichte gefallen ist, stellt der Anschlussgrad den kritischen Erfolgsfaktor für die Umsatzseite dar. Es gibt einige Treiber, welche einen hohen Anschlussgrad begünstigen. So spielt eine wichtige Rolle, wie hoch die Preisdifferenz zwischen dem Wärmeangebot und den Konkurrenzprodukten ist. Auch spielt die Höhe der Anschlussgebühren eine relevante Rolle, Kunden bevorzugen tiefe Investitionskosten. Wesentlich beeinflussen den Anschlussgrad eine allfällige Anschlusspflicht, eine Restwertentschädigung bei vorzeitigem Umstieg von fossilen Wärmeerzeugern oder die Unterstützung mit Überbrückungslösungen, wenn die Fernwärme noch nicht bereit ist. Letztlich ist auch der Akquisitionsprozess

und das hierfür verantwortliche Team entscheidend für einen hohen Anschlussgrad. Nur wenn dieses in der Lage ist das notwendige Vertrauen mit der zukünftigen Kundschaft aufzubauen, wird der Verkauf zum Erfolg.

Neben dem Anschlussgrad hat auch der Gleichzeitigkeitsfaktor und in diesem Kontext auch die Speichernutzung einen Einfluss auf die Ertragshöhe. Viele Wärmeabnehmer weisen ein sehr ähnliches Nutzungsprofil aus und entsprechend hoch ist der Gleichzeitigkeitsfaktor. Wenn ein Netzbetreiber durch den Einsatz von Speichern bei den Kunden die Wärmeabgabe staffeln kann, ist mit der gleichen Netzinfrastruktur ein höherer Ertrag möglich. Letztlich hat auch die Temperaturspreizung einen Einfluss auf den Ertrag. Bei einer höheren Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur, ist die Wärmeleistung höher. Die Zielwärme wird beim Kunden schneller erreicht und es ist weniger Pumpenergie nötig. Die Rohre und die Pumpen kommen dadurch weniger schnell an die Kapazitätsgrenzen, was es ermöglicht mit der gleichen Infrastruktur mehr Wärmeabsatz zu generieren (Adldinger et al., 2019, S. 19).

1.4 Resultate

1.4.1 Wie wirtschaftlich sind Deutschschweizer Fernwärmeversorgungen?

23 Antworten sind auf die Umfrage eingegangen, was einer Rücklaufquote von 10 Prozent entspricht. Teilweise wurden allerdings Mussfelder mit 0 ausgefüllt, wodurch die Anzahl der Teilnehmer bei einigen Fragestellungen geringer ausfällt.

Die Schlüsselfrage «Erzielt Ihre Fernwärmeversorgung Gewinne?» beantworteten 14 Teilnehmer positiv und 9 negativ. Somit haben 61 Prozent der Umfrageteilnehmer den Break-Even erreicht. Es bestätigt sich basierend auf diesen Resultaten die Erwartung, dass es herausfordernd ist, eine Fernwärmeversorgung wirtschaftlich zu betreiben. Eine Mehrzahl zeigt auf der anderen Seite aber auch, dass diese Herausforderung gemeistert werden kann. Diese Erkenntnisse decken sich mit den Befunden von Ecoplan, die in einer Umfrage (2021, S. 13) mit 46 Teilnehmern herausgefunden haben, dass nur die Hälfte der Teilnehmer das Eigenkapital in den letzten 10 Jahren steigern konnten und somit kumuliert Gewinne erzielt haben.

Bei Betrachtung der Profitabilität nach Primärenergiequelle zeigt sich folgendes Bild. Die Erzielung von Gewinnen mit Fernwärmenetzen basierend auf Abwasser ist herausfordernder als mit holzbasierten Fernwärmeversorgungen. Natürliche wassergebundene Quellen (Fluss, See und Grundwasser) sind gemäss dieser Umfrage überdurchschnittlich profitabel.

| Primärenergiequelle | Profitabel | Defizitär |
|-----------------------|------------|-----------|
| Abwasser | 1 | 2 |
| Fluss- oder Seewasser | 1 | |
| Grundwasser | 2 | 1 |
| Holz | 10 | 6 |
| Total | 14 | 9 |

Tabelle 1: Anzahl Umfrageteilnehmer mit profitabler Fernwärmerversorgung, aufgeteilt nach Primärenergiequelle

Interessant ist die Analyse der Wirtschaftlichkeit nach Betriebsjahren. Aufgrund hoher Anfangsinvestitionen und der damit verbundenen hohen fixen Kapitalkosten erreichen Fernwärmeprojekte die Gewinnschwelle oft erst spät. Erschwerend kommt hinzu, dass der Umsatzaufbau von den langen Austauschzyklen bestehender Heizsysteme (oft über 20 Jahre) abhängt. Das folgende Diagramm zeigt, dass nach 17 Betriebsjahren, lediglich noch 2 der 23 Fernwärmenetzbetreiber defizitär sind. Das Erreichen der operativen Gewinnschwelle markiert jedoch lediglich ein erstes Etappenziel. Bis zur vollständigen Amortisation des eingesetzten Kapitals und der Kompensation der anfänglichen Liquiditätsabflüsse verstreichen weitere Jahre bis Jahrzehnte.

Auch geht aus den Daten hervor, dass es einige Wärmenetze gibt, die bereits in den ersten zehn Betriebsjahren die Profitabilitätsschwelle erreichen. Die gute Wirtschaftlichkeit der natürlichen wassergebundenen Fernwärmenetze liegt nicht am Alter dieser Netze, befinden sich doch zwei der vier ausgewerteten Netze (rot und grau markiert) noch in den ersten 10 Betriebsjahren und sind bereits profitabel. Anders sieht es beim Abwasser aus. Die zwei unprofitablen Netze (orange markiert) sind noch in den ersten 12 Betriebsjahren. Abschliessend verdeutlicht die Auswertung, dass der Aufbau von Fernwärmerversorgungen sowohl einen langfristigen Planungshorizont als auch eine solide Kapitalausstattung erfordert, um die systembedingten Defizite der Anlaufphase zu überbrücken.

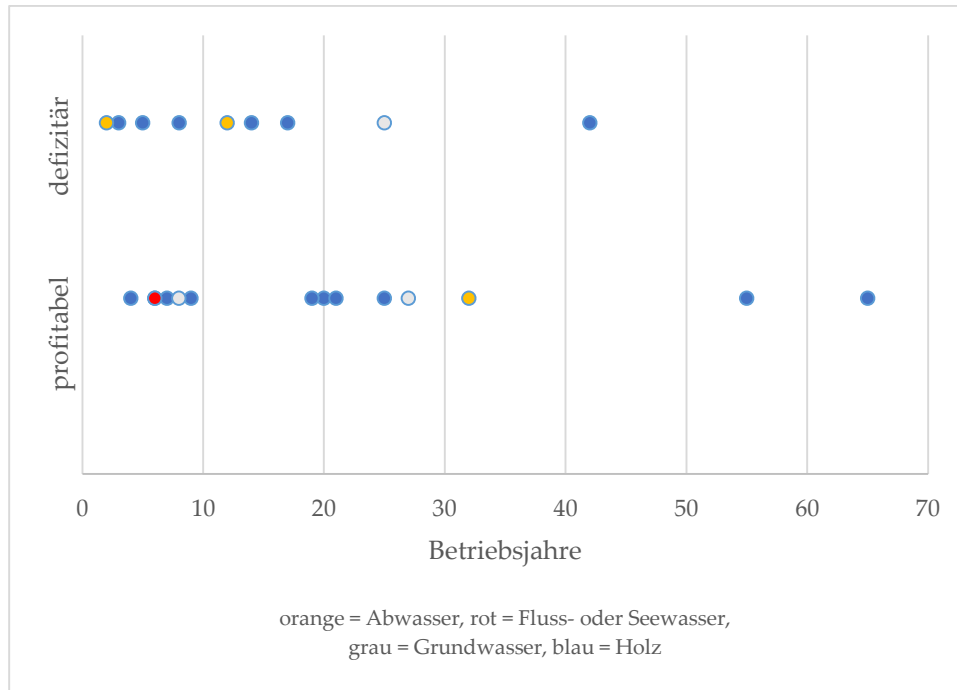


Abbildung 2: Profitabilität in Abhängigkeit der Betriebsjahre (n=23)

Bei einer Renditebetrachtung zeigt sich, dass die Bandbreite an Resultaten eng ist. Von den 15 Unternehmen, die den Gewinn oder Verlust angegeben haben, bewegen sich 14 zwischen -3.2 Prozent und 3.0 Prozent Gesamtkapitalrendite im letzten Geschäftsjahr. Ein einziges Unternehmen erzielte eine Rendite von 6 Prozent. Generell zeigt sich somit, dass weder grosse Gewinne noch grosse Verluste in Relation zum eingesetzten Kapital erzielt werden. Die folgende Abbildung zeigt zudem, dass privatrechtliche Unternehmen in Form von Aktiengesellschaften mit einer Ausnahme eine negative Gesamtkapitalrendite erzielen. Besser sieht es bei den öffentlich-rechtlichen Unternehmen aus, wo sieben von neun Umfrageteilnehmer eine positive Rendite im letzten Geschäftsjahr erzielten.

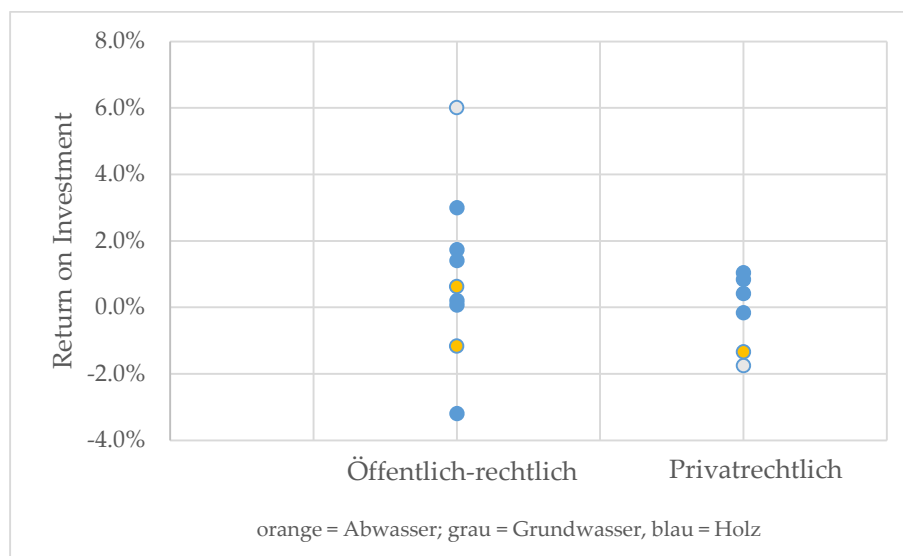


Abbildung 3: Gesamtkapitalrendite in Abhängigkeit der Rechtsform (n=15)

Diese Resultate werfen die Frage auf, was die Gründe dafür sind, dass privatrechtliche Unternehmen schlechter abschneiden. Ein möglicher Erklärungsansatz ist das koordinierte Bauen von Fernwärmeleitungen mit Strassensanierungen und Ersatz anderer Werkleitungen. Dieses ist möglicherweise unter dem Dach der öffentlichen Hand einfacher zu realisieren. Weitere Informationen zu diesem Thema finden sich im nächsten Abschnitt. Ein weiterer möglicher Erklärungsansatz ist, dass bei öffentlich-rechtlichen Unternehmen Quersubventionen vorhanden sind. Einen Hinweis in diese Richtung ergab sich in dieser Umfrage. Bezüglich der Kostentragung bei Netzkonflikten gaben 12 öffentlich-rechtliche Unternehmen an, auf eine interne Weiterverrechnung zu verzichten. Dies betrifft sowohl die Kosten für notwendige Werkleitungsumlegungen als auch die Abschreibung von Restbuchwerten bei vorzeitigem Ersatz anderer Infrastrukturen. Lediglich ein Unternehmen wendet hierbei eine interne Verrechnung an die Sparte Fernwärme an.

1.4.2 Erfolgsfaktoren

Im Rahmen der Umfrage wurden diverse Einflussfaktoren auf den unternehmerischen Erfolg erhoben. Die ursprüngliche Zielsetzung, mittels eines Multifaktormodells (multivariate Regressionsanalyse) die signifikantesten Gewinntrieber zu isolieren, erwies sich aufgrund der begrenzten Stichprobengrösse als nicht zielführend. Da lediglich 15 Datensätze mit konkreten Gewinn- oder Verlustangaben vorliegen, fehlte die statistische Basis für valide Modellergebnisse. Die nachfolgende Analyse konzentriert sich daher auf die Korrelationen zwischen den einzelnen Einflussfaktoren und der Profitabilität. Einen Überblick über diese Zusammenhänge gibt die folgende Abbildung. Positive Korrelationen sind blau eingefärbt, negative rot. Dabei ist zu beachten, dass eine statistische Korrelation lediglich eine gleichgerichtete Entwicklung zweier Variablen beschreibt, jedoch keinen Kausalzusammenhang. Um Scheinkorrelationen auszuschliessen und von einer statistischen Auffälligkeit auf eine Ursache-Wirkungs-Beziehung zu schliessen, ist eine theoretische Fundierung unabdingbar. Diese inhaltliche Herleitung wird in den nachfolgenden Abschnitten vorgenommen.

| | |
|---|-------|
| Spezifische Trassenkosten | -0.79 |
| Wärmeverteilungskosten Kapital | -0.25 |
| Investitionsvorgehen und Synergienutzung | -0.39 |
| Abstand Erzeugung zu Verbrauch | -0.21 |
| Subvention/Investitionen | -0.19 |
| Initiale Gebühren/Investitionen | 0.33 |
| Betriebsjahr | 0.10 |
| Temperaturspreizung | -0.15 |
| Auslastung Erzeugung | 0.03 |
| Volllaststunden Erzeugung | -0.18 |
| Wärmeverluste | -0.05 |
| Wärmedichte | -0.19 |
| Anteile erneuerbare Energie | 0.03 |
| Absatz/Kunde | -0.03 |
| Durchschnittspreis | -0.21 |
| Anschlussgrad | 0.48 |
| Personalkostenintensität | 0.07 |
| Nutzungsdauer Leitungen | -0.29 |
| Anschlusspflicht | -0.01 |
| Gasnetz im Versorgungsgebiet | -0.21 |
| Überbrückungsunterstützung bei Umstellung | -0.38 |
| Eigenkapitalquote | 0.31 |
| Finanzierungskosten | -0.55 |

Abbildung 4: Korrelationen Einflussfaktoren der Profitabilität (n=15)

Eine starke negative Korrelation von 0.79 besteht zwischen den spezifischen Trassenkosten und dem Gewinn. Je höher somit die Investitionskosten pro Meter Trasse, desto geringer ist der Gewinn. Dieser Zusammenhang ist plausibel, denn höhere Investitionskosten führen zu höheren Abschreibungen und damit zu einer Reduktion des Gewinnes. Gemäss folgender Abbildung liegen die spezifischen Trassenkosten im Mittel bei 1'219 CHF, der Median bei 1'180 CHF. 50 Prozent der Umfragewerte (blaue Box) liegen zwischen 667 und 1'493 CHF. Dabei ist zu beachten, dass zwei Umfrageteilnehmer ein Niedertemperaturnetz betreiben und 19 ein Hochtemperaturnetz. Die zwei angesprochenen Betreiber von Niedertemperaturnetzen weisen allerdings spezifische Trassenkosten nahe dem Durchschnitt aus. In Niedertemperaturnetzen können Kunststoffrohre verlegt werden im Gegensatz zu Hochtemperaturnetzen, wo Stahlrohre verlegt werden. Stahlrohre sind im Gegensatz zu Kunststoffrohren starr und daher anspruchsvoller beim Verlegen. Aufgrund der hohen Temperaturen dehnen sich Stahlrohre aus, was Ausgleichsmechanismen bedarf. Diese Faktoren verteuern den Bau mit Stahlrohren deutlich. Auf der anderen Seite besteht in Niedertemperaturnetzen bis 60 Grad das Risiko von Legionellen im Wasser, was adressiert werden muss. Zudem sind bei einem Niedertemperaturnetz die Abgabekosten teurer, da vor Ort ein Temperaturhub auf Nutzwärme notwendig ist.

Des Weiteren ist zu beachten, dass der Median der Betriebsjahre der Antwortenden bei 12 Jahren liegt, entsprechend liegen die Investitionen bereits einige Jahre in der Vergangenheit und es ist davon auszugehen, dass Investitionen heute aufgrund der Teuerung höher ausfallen. Die Betreiber mit einem Netzalter von weniger als 5 Jahren (n=4), geben spezifische Trassenkosten von 1'442 bis 2'667 CHF an. Diese Werte sind plausibel, wenn man sie mit den Werten der Energieperspektiven 2050 (Prognos AG et al., 2022, S. 58) vergleicht. Für unversiegelte Wärmeverteil-

Leitungen wurde dort mit 600 CHF pro Meter gerechnet, bei versiegelten Wärmeverteilungen mit 1'500 CHF und bei erschwerten Bedingungen in Zentrumszonen mit 2'500 CHF.

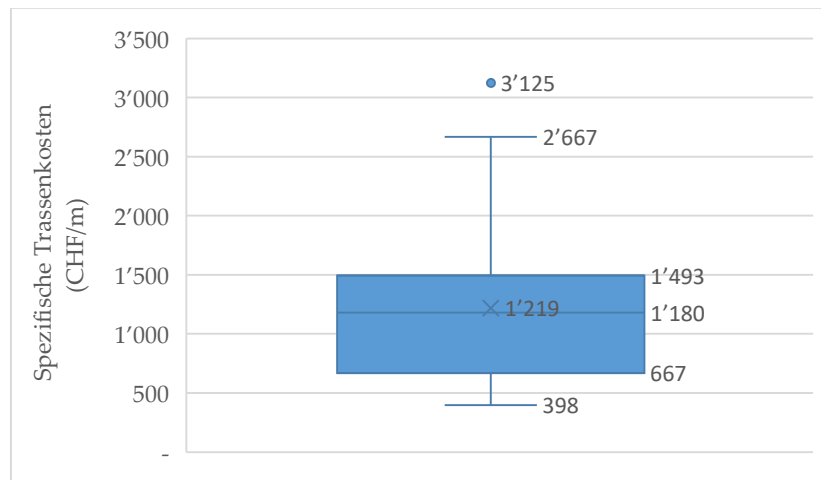


Abbildung 5: Spezifische Trassenkosten (n=21)

Neben dem Ort des Leitungsbaus spielen die Rohrdimensionierungen eine entscheidende Rolle für die Kosten. Gemäss Nussbaumer (2014, S. 233) ist im Hinblick auf geringe Trassenkosten sogar entscheidend, dass die Rohrdimensionierung auf den kleinstmöglichen Nenndurchmesser ausgelegt wird. Dabei ist wiederum die Unterscheidung zwischen Hochtemperatur und Niedertemperaturnetz relevant. In Niedertemperaturnetzen ist die Spreizung geringer, wodurch mehr Volumen notwendig ist für die gleiche Wärmeabgabe. Dies führt zu grösseren Rohrdimensionierungen und entsprechend höheren Baukosten. Auf der anderen Seite sind die Temperaturen in Niedertemperaturnetzen geringer, was in Bezug auf wiederkehrende Wärmeverluste von Relevanz ist. In Hochtemperaturnetzen entstehen durch zu grosse Dimensionierungen wiederkehrend Wärmeverluste, was der Wirtschaftlichkeit langfristig schadet.

Ein grosser Hebel, um die spezifischen Trassenkosten zu senken, ist die Koordination mit anderen Netzen. Den grössten Teil der Baukosten stellen die Tiefbaukosten dar. Wenn Fernwärmeleitungen zusammen mit Strom-, Gas-, Wasser-, Abwasser- oder Glasfaserleitungen verlegt werden können, trägt die Fernwärme nicht mehr 100 Prozent der Kosten, sondern nur noch einen Anteil davon. Den möglichen Kosteneinsparungen stehen aber auch Herausforderungen gegenüber. Die gemeinsame Bauweise bedarf Koordination. Zudem bestehen Mindestabstände zwischen den verschiedenen Netzen, gerade in städtischen Gegebenheiten können die Platzverhältnisse knapp sein. Letztlich ist auch der zeitliche Faktor zu berücksichtigen. Ein Wasserrohr ist beispielsweise erst in 10 Jahren fällig für einen Ersatz, es entsteht entgangene Restnutzung. In der Umfrage wurden die Teilnehmer befragt, wie sie in Bezug auf Synergienutzung bei der Investitionsplanung vorgehen. Die folgende Abbildung zeigt, dass die meistgenannte Antwort ein unabhängiger Fernwärmenetzbau war. Dies überrascht angesichts des vorhandenen Synergiepotentials. 15 von 23 Umfrageteilnehmern nutzen allerdings Synergien in irgendeiner Form. Bei den meisten Netzbetreibern, die Synergien nutzen, ist einmal Fernwärme der Taktgeber, einmal ein anderes Netz gefolgt von der Fernwärme als genereller Taktgeber.

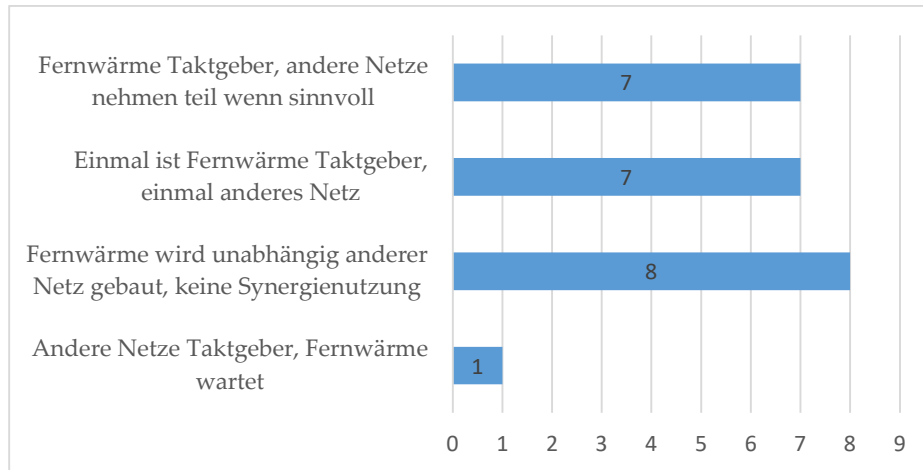


Abbildung 6: Synergienutzung Tiefbau (n=21)

Eine mittlere negative Korrelation von -0.55 besteht zwischen den Finanzierungskosten und der Wirtschaftlichkeit. Je höher die Finanzierungskosten, desto geringer der Gewinn. Bei Betrachtung der Finanzierung der Umfrageteilnehmer fällt auf, dass die Eigenkapitalquote mit 61 Prozent im Mittel sehr hoch ist, der Median liegt bei 53 Prozent. Im Vergleich hierzu beträgt die Eigenkapitalquote bei den Elektrizitätsversorgern bei 39 Prozent (BFS, 2024). Nur bei 11 von 21 Umfrageteilnehmern kommen Bankdarlehen zum Einsatz. Mit der hohen Eigenkapitalquote kann die Liquidität geschont und der Gewinn optimiert werden, Eigenkapitalkosten werden nämlich im Finanzabschluss nicht erfasst. Die Gewinne würden tiefer ausfallen, wenn die gleiche Finanzierungsstruktur wie bei der Elektrizitätsversorgung vorhanden wäre.

Die im Vergleich zur Stromversorgung signifikant höhere Eigenkapitalquote der Fernwärmeversorger reflektiert zudem das erhöhte unternehmerische Risiko. Während Stromnetze als regulierte Monopole stabile, staatlich abgesicherte Zahlungsströme generieren, unterliegt die Fernwärme dem Wettbewerb und höheren Absatzrisiken, was einen grösseren Risikopuffer in Form von Eigenkapital erfordert.

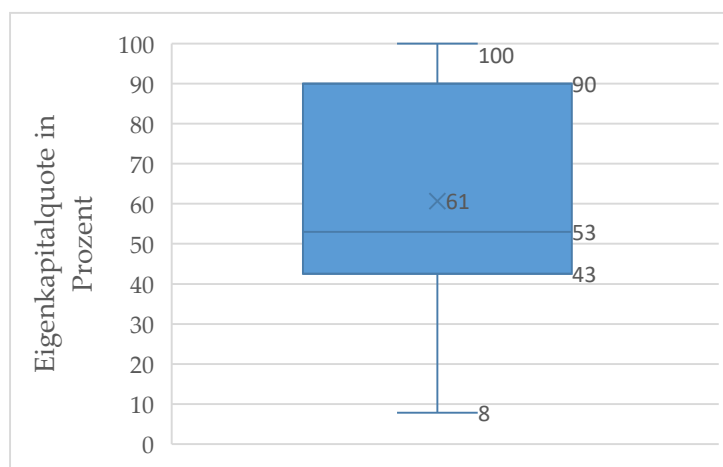


Abbildung 7: Eigenkapitalquote (n=21)

Die folgende Abbildung zeigt den aktuellen Zinssatz, den die Umfrageteilnehmer aktuell auf den Bankdarlehen bezahlen. Im Durchschnitt liegt dieser bei 1.9 Prozent, der Median nur leicht tiefer. Die Schwankungsbreite liegt zwischen 0.5 und 3.8 Prozent, wobei der mit Abstand höchste Satz von einem privat-rechtlichen Unternehmen bezahlt wird. Die Finanzierungskosten von öffentlich-rechtlichen Unternehmen sind tiefer. Die 10-Jahres-Rendite auf Bundesobligationen der Eidgenossenschaft betragen per 30.12.2025 0.3 Prozent (SNB), entsprechend zahlen die Fernwärmenetzbetreiber im Durchschnitt einen Risikoaufschlag von rund 1.6 Prozent.

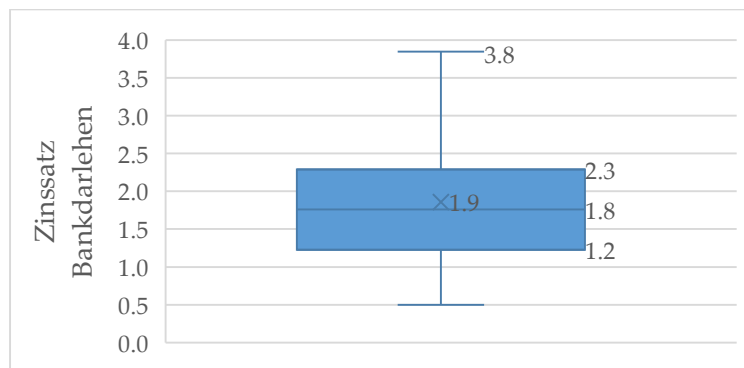


Abbildung 8: Zinssatz Bankdarlehen (n=10)

Eine mittlere Korrelation von 0.48 besteht zwischen dem Anschlussgrad und dem Gewinn. Wenig überraschend führt ein höherer Grad an angeschlossenen Kunden zu höheren Deckungsbeiträgen und damit zu höheren Gewinnen. In diesem Kontext ist spannend, wie die Entwicklung des Anschlussgrads vom Betriebsjahr abhängig ist. Mit 0.47 besteht auch zwischen diesen beiden Grössen eine relevante Korrelation, was logisch erklärbar ist. Denn mit jedem Betriebsjahr steht der Ersatz zusätzlicher Heizsysteme an, die für die Fernwärme gewonnen werden können. Die folgende Abbildung zeigt, wie der Anschlussgrad mit zusätzlichen ansteigt. Lediglich drei Betreiber sind unterhalb von 60 Prozent und alle befinden sich noch in den ersten 12 Betriebsjahren. Gemäss der Arbeitsgemeinschaft QM Holzkraftwerke (Bühler et al., 2011, S. 46) sollten verbindliche Kundenaussagen, gesichert mit unterzeichneten Wärmelieferverträgen, in der Höhe von 70 Prozent des Jahreswärmebedarfs bei Baubeginn vorliegen. Auch Banken erwarten für eine Finanzierung 66 – 80 Prozent des Jahreswärmebedarfs in Form von verbindlichen Verträgen zum Zeitpunkt der Finanzierungszusage (Ecoplan, 2021, S. 33).

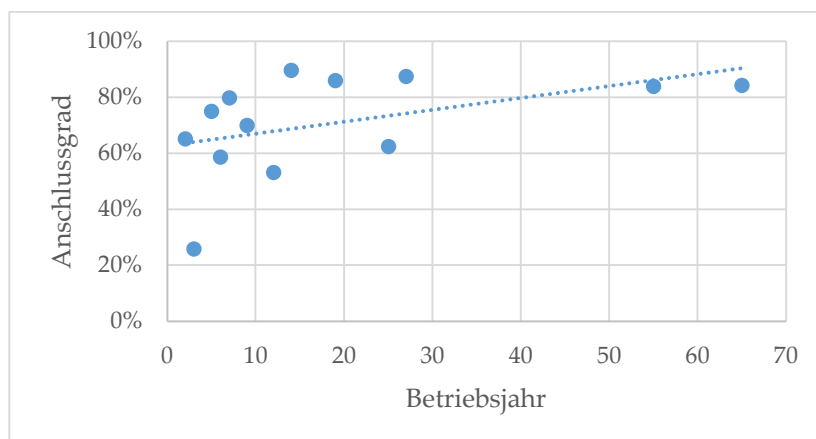


Abbildung 9: Anschlussgrad in Abhängigkeit zu Betriebsjahren (n=13)

Eine interessante Erkenntnis brachte die Umfrage im Zusammenhang mit dem parallel Bestehen eines Gasnetzes und der Einfluss auf den Anschlussgrad zu Tage. Wie die folgende Abbildung aufzeigt, besteht ein offensichtlicher Zusammenhang, dass der Anschlussgrad merklich höher ausfällt, wenn keine Konkurrenz durch ein Gasnetz besteht (starke negative Korrelation von -0.57). Es gab bei der Umfrage lediglich zwei Teilnehmer, die mit Gaskonkurrenz einen höheren Anschlussgrad erzielten, als alle anderen ohne Gaskonkurrenz. Der tiefste Anschlussgrad wurde mit 26 Prozent angegeben, wobei sich dieser Netzbetreiber erst im 2. Betriebsjahr befindet. Der Mittelwert liegt bei 71 Prozent und der Median bei 75 Prozent.

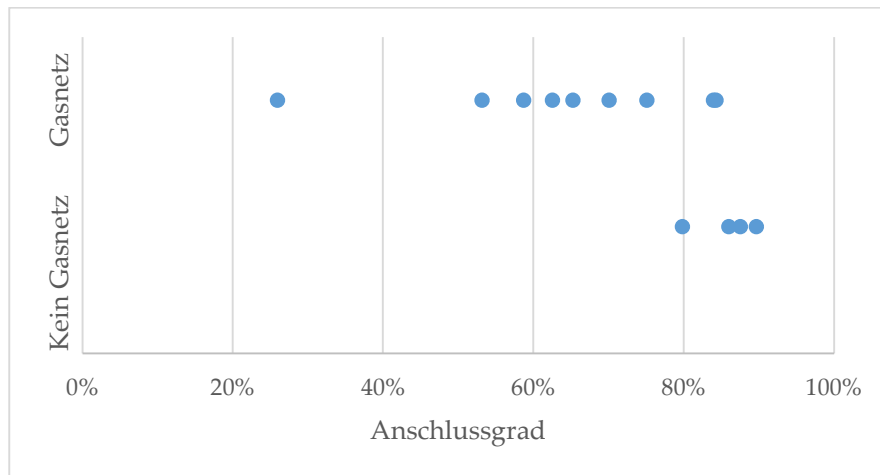


Abbildung 10: Anschlussgrad in Abhängigkeit zur Gaskonkurrenz (n=13)

Die Analyse zeigt eine mittlere negative Korrelation (-0.38) zwischen dem Angebot von Überbrückungslösungen bei Heizungsersatz und dem Unternehmenserfolg. Dies impliziert, dass Versorger, die solche Übergangsmassnahmen bis zum Fernwärmeanschluss finanzieren oder unterstützen, im Durchschnitt eine geringere Profitabilität aufweisen. Dieses Resultat überrascht auf den ersten Blick, da man erwarten würde, dass durch die Überbrückungsunterstützung mehr Nachfrage und entsprechend mehr Deckungsbeitrag generiert wird. Die Zusatzkosten sind aber höher, was auf den Gewinn drückt. Mehr als die Hälfte (11) bieten gemäss folgender Abbildung solche Überbrückungsunterstützung an. Ein finales Fazit zu den Überbrückungslösungen ist aber nicht möglich, denn die Wirkung der Investition tritt verzögert ein. Man müsste untersuchen, wann die Überbrückungslösung angeboten wurde und ob die entsprechenden Kunden bereits am Fernwärmenetz sind.

Gemäss folgender Abbildung profitieren lediglich 4 von 23 Netzbetreiber von einer Anschlusspflicht und keiner der Umfrageteilnehmer leistet eine Restwertentschädigung für eine vorzeitige Ausserbetriebnahme eines fossilen Heizsystems, obwohl verschiedene grosse Anbieter (u.a. ewz) dieses Instrument nutzen.

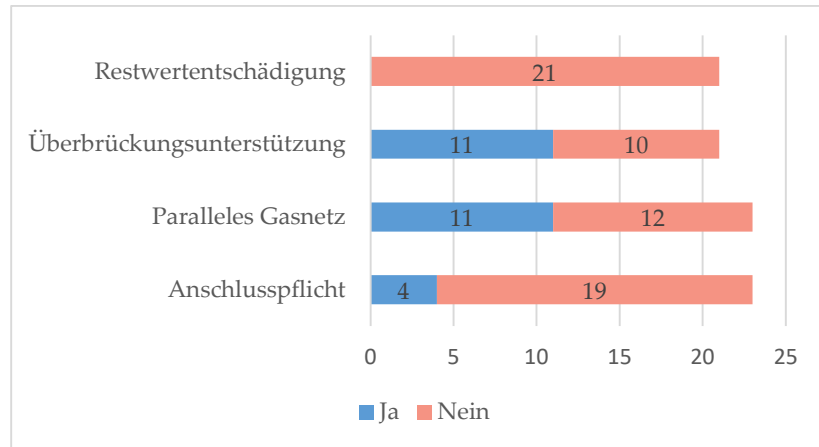


Abbildung 11: Fördermassnahmen Fernwärmeumstieg

1.4.3 Weitere Erkenntnisse der Umfrage

Einen geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben in diesem Datensatz die folgenden Einflussfaktoren (absteigend sortiert von geringer positiver zu geringer negativer Korrelation): 1. Anschlussgebühren (0.33), 2. Betriebsjahr (0.10), 3. Personalkostenintensität (0.07), 4. Anteil erneuerbare Energien (0.03), 5. Wärmeverluste (-0.05), 5. Temperaturspreizung (-0.15), 6. Kundengrösse (-0.19), Wärmedichte (-0.19), 7. Subventionen (-0.19), 8. Abstand Erzeugung/Verbrauch (-0.21), 9. Durchschnittspreis (-0.21), 10. Wärmeverteilungskosten Kapital (-0.25), 11. Nutzungsdauern Leitungen (-0.29)

Trotz der geringen Korrelationen mit dem Gewinn wird im Folgenden auf einige der Grössen im Detail eingegangen. Ein Netzbetreiber hat die Wahl, ob er die Kosten mittels einmaliger initialer Gebühr, wiederkehrenden Gebühren oder einer Mischung von beidem refinanziert. Die folgende Abbildung zeigt, dass die Bandbreite von initialen Gebühren in Prozent der Gesamtinvestitionen im Datensatz zwischen 0 und 50 Prozent liegt, was eine überraschend hohe Bandbreite darstellt. Auch zeigt die Abbildung, dass ein relevanter Zusammenhang (Korrelation -0.50) zwischen der Höhe der initialen Gebühren, sowie der Wärmedichte besteht. Je höher die einmaligen initialen Gebühren, desto geringer der Anschlussgrad und damit die Wärmedichte. Die Investitionsentscheide rund um Heizsystemen werden oft nicht basierend auf Lebenszykluskosten vorgenommen, sondern die Initialaufwände werden höher gewichtet. Dies erklärt sich mit psychologischen Effekten aus der Verhaltensökonomie. In der Studie mit dem Titel «the energy efficiency gap» haben Jaffe, A. B., und Stavins, R. N. (1994) untersucht, weshalb ökonomisch und ökologisch sinnvolle Investitionen in Energieeffizienz nicht wie erwartet umgesetzt werden. Eine Erklärung war, dass die hohen Initialkosten höher gewichtet wurden als spätere tiefere Betriebskosten. Zahlungen in der Zukunft werden mit ungerechtfertigt hoher Diskontierung gerechnet, wodurch die Einsparungen nicht mehr ins Gewicht fallen. Ein weiterer psychologischer Effekt, welcher eine Rolle spielt bei der Festsetzung der Höhe der initialen Gebühren ist der Anchoring-Effekt (Tversky, A., & Kahneman, D., 1974). Die Kunden haben ihre letzte Investition in die Gas- oder Ölheizung im Kopf und vergleichen diese mit der anstehenden Investition. Die Wahrscheinlichkeit der Umstellung auf eine Fernwärmelösung erhöht sich somit, je geringer die initialen Gebühren sind. Aus diesen Überlegungen hat der Kanton Thurgau kürzlich beschlossen die Förderbeiträge zu erhöhen.

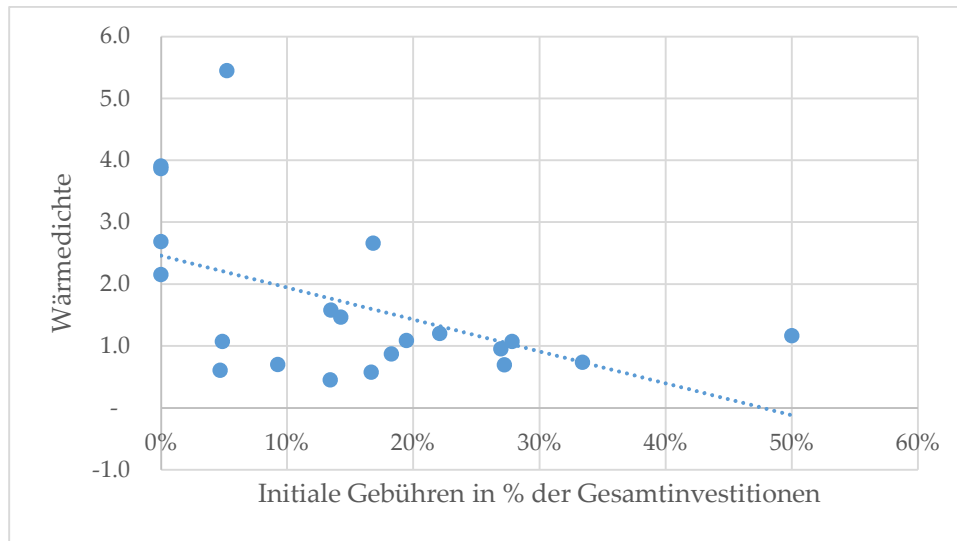


Abbildung 12: Wärmedichte in Abhängigkeit zu initialen Gebühren (n=21)

Ein weiterer Zusammenhang liegt zwischen der Wärmedichte und den Wärmeverlusten vor. Grundsätzlich gelten Wärmeverluste in der Höhe von unter 10 Prozent der dem Netz zugeführten Wärme als erstrebenswert (Nussbaumer et al., 2021, S. 122). Die Wärmeverluste sind hauptsächlich von der Vorlauftemperatur, dem Nenndurchmesser der Rohre, der Isolierung der Rohre, sowie der Leitungslängen abhängig. All diese Faktoren sind in einem Wärmenetz stabil. Entsprechend sind auch die absoluten Verluste in kWh recht stabil, ausser es entstehen Leckagen. Was aber dazu führt, dass die Wärmeverluste in Prozent der zugeführten Wärme sinken, ist der zusätzliche Wärmeverkauf. Daher die mittlere Korrelation von -0.31 zwischen der Wärmedichte und den Wärmeverlusten gemäss folgender Abbildung. Lediglich 7 der 18 Umfrageteilnehmer sind unterhalb der Zielgrösse von 10 Prozent, ein Hinweis darauf, dass auch in diesem Datensatz tendenziell überdimensionierte Rohrleitungen vorliegen. Ein Praxiserhebung (Nussbaumer et al., 2021, S. 122) hat nämlich hervorgebracht, dass in der Regel überdimensionierte Rohrleitungen für die erhöhten Verluste verantwortlich sind.

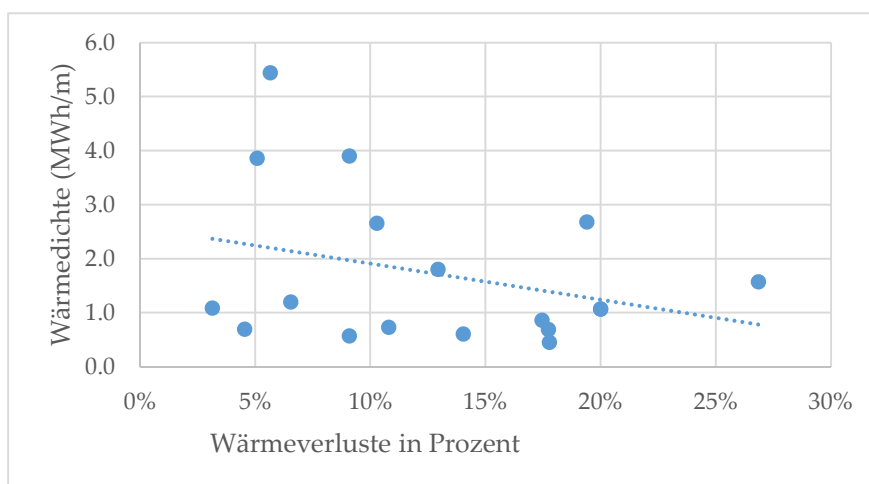


Abbildung 13: Wärmeverluste in Abhängigkeit zur Wärmedichte (n=18)

Überraschenderweise besteht in den erhobenen Daten eine mittlere negative Korrelation von -0.19 zwischen der Wärmedichte und dem Gewinn, sprich eine höhere Wärmedichte korreliert negativ den angegebenen Gewinnen, was auf den ersten Blick unplausibel erscheint. Es gibt einige Erklärungsansätze, weshalb dies in diesem Datensatz so ist. Beispielsweise könnten Grosskunden mit hoher Wärmedichte eine höhere Verhandlungsmacht haben und dadurch tiefere Preise bezahlen. Auch ist denkbar, dass hohe Investitionskosten in Innenstädten, wo die hohen Wärmedichten bestehen, zu diesem Resultat führen. Letztlich könnte auch das Alter von Netzen mit hoher Wärmedichte eine Rolle spielen, in dem höhere Netzverluste und Instandhaltungskosten auf die Gewinne drücken. Diese Erklärungsansätze sind Vermutungen. Die Ergebnisse verdeutlichen jedoch, dass eine hohe Wärmedichte keine Garantie für den wirtschaftlichen Erfolg eines Fernwärmenetzes darstellt. Wie die Abbildung zeigt, weisen zwei Netzbetreiber trotz Werten weit oberhalb der Benchmark von 2 MWh pro Trassenmeter ein Defizit aus. Demgegenüber operieren zahlreiche Teilnehmer profitabel, obwohl sie den in der Literatur oft geforderten Richtwert von 2 MWh pro Trassenmeter (vgl. EnergieSchweiz, 2020, S. 7) unterschreiten. Eine Einschränkung ist diesbezüglich anzufügen. Der Benchmark verwendet im Zähler die Trassenlänge des Verteilnetzes ohne Anschlussleitungen. In dieser Umfrage flossen die Anschlussleitungen auch in die Berechnung, was die Resultate bei allen reduziert.

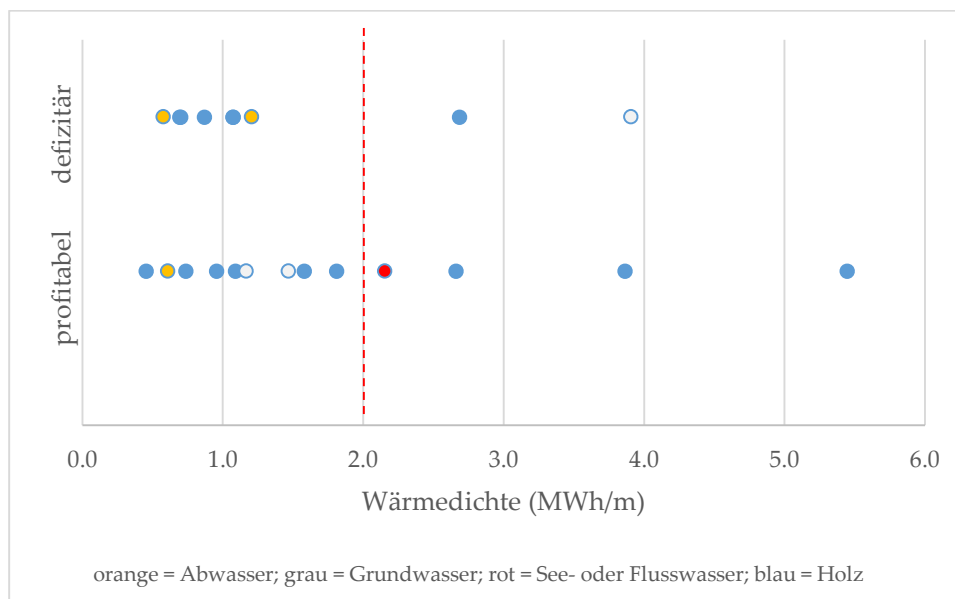


Abbildung 14: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit zur Wärmedichte (n=22)

Die Wärmedichte hat eine starke Korrelation von 0.52 mit der Anzahl Betriebsjahren. In der folgenden Abbildung ist der Zusammenhang graphisch dargestellt. Es zeigt sich eindeutig, dass mit zunehmenden Betriebsjahren eine höhere Wärmedichte erzielt wird, obwohl laufend in bessere Dämmungen investiert und damit der Wärmeabsatz erst einmal abnimmt. Neue Anschlüsse können diese Wärmeabsatzreduktionen mehr als kompensieren.

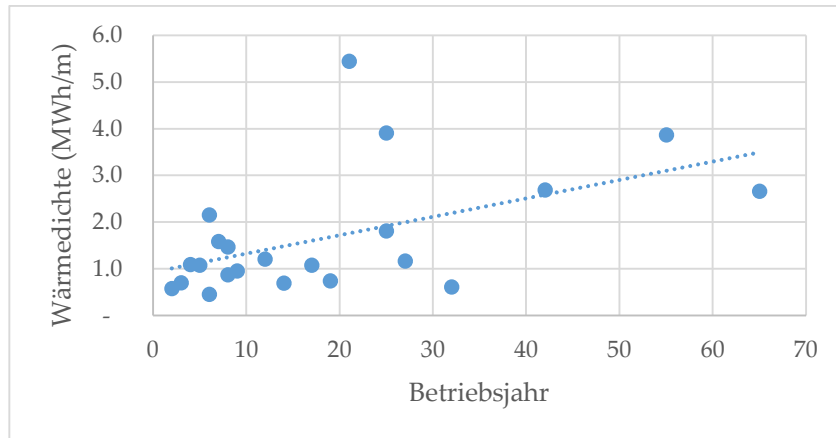


Abbildung 15: Wärmedichte in Abhängigkeit der Betriebsjahre (n=22)

Wie der vorherige Abschnitt aufgezeigt, haben die Investitionen eine besondere Wichtigkeit zur Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen. Eine wichtige Kenngrösse diesbezüglich sind die Wärmeverteilungskosten. Der Kapitalanteil der Wärmeverteilungskosten sollte, wie im Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** hergeleitet, maximal 6 Rp./kWh im heutigen CO₂ Bepreisung-Szenario betragen. Gemäss folgender Abbildung befindet sich der Grossteil der Umfrageteilnehmer unterhalb dieser Limite. Die Idealgrösse von unter 4.5 Rp./kWh erreichen 12 der 21 Umfrageteilnehmer. Die Auswertung zeigt auch auf, dass sich die Kenngrösse in der Tendenz mit zusätzlicher Anzahl Betriebsjahre positiv entwickelt, da sich durch Verdichtung und zusätzlichem Wärmeabsatz der Nenner in der Formel erhöht. Entsprechend befinden sich mit Ausnahme eines Betreibers alle Unternehmen, die sich über 6 Rp./kWh befinden in den ersten acht Betriebsjahren.

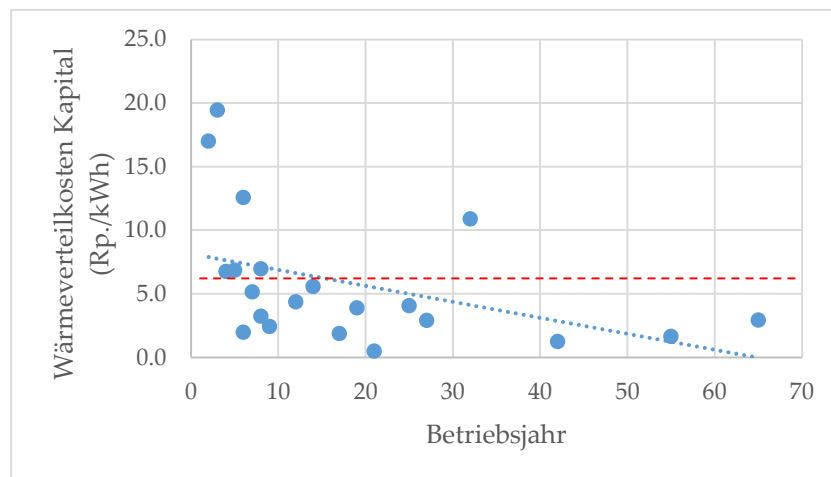


Abbildung 16: Wärmeverteilungskosten Kapital in Abhängigkeit der Betriebsjahre (n=21)

Die folgende Abbildung zeigt die Personalkostenintensität (Personalkosten in Relation zum Umsatz) der Umfrageteilnehmer. Diese schwankt zwischen zwei Prozent und 22 Prozent, wobei der Mittelwert bei 10 Prozent und der Median bei 8 Prozent liegt. Diese Werte liegen in der Grössenordnung der vom Bundesamt für Statistik für Elektrizitätsversorger im Jahr 2024 erhobenen 10 Prozent und weisen somit eine plausible Höhe auf.

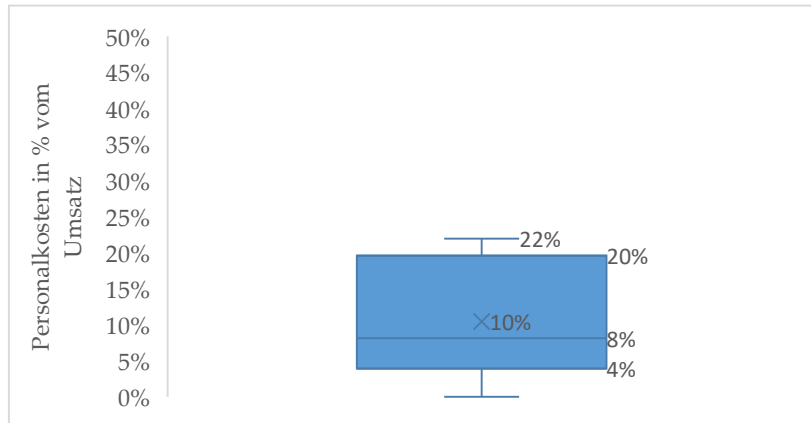


Abbildung 17: Personalkostenintensität (n=10)

Eine negative Korrelation von -0.29 ergab sich in den Umfragedaten zwischen Nutzungsdauer der Leitungen und dem Gewinn. Dies erscheint auf den ersten Blick unlogisch. So steigt der Gewinn grundsätzlich mit höheren Abschreibungsdauern, da die jährlichen Abschreibungskosten abnehmen und über mehr Jahre verteilt werden. Die Daten suggerieren, dass Fernwärmebetreiber mit höherem wirtschaftlichem Druck dazu tendieren den Spielraum bei den Nutzungsdauern auszuschöpfen, um das Resultat positiv zu beeinflussen. Die folgende Abbildung gibt eine Übersicht über die Nutzungsdauern, welche bei den Umfrageteilnehmern genutzt werden. Auffallend ist die grosse Streuung von 20 bis 80 Jahre für das gleiche Anlagegut. Die überwiegende Mehrheit der Umfrageteilnehmer schreibt die Netze allerdings zwischen 40 und 50 Jahre ab. Der Mittelwert liegt bei 48 Jahren, der Median bei 50 Jahren.

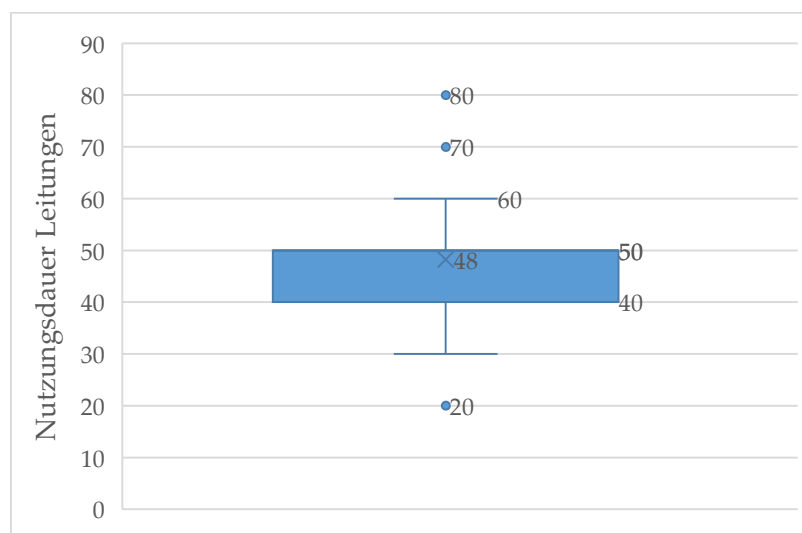


Abbildung 18: Nutzungsdauer Fernwärmeleitungen (n=23)

Der Anteil erneuerbare Energien ist bei den Umfrageteilnehmern sehr hoch. Er liegt im Durchschnitt bei 90 Prozent und der Median liegt sogar bei 95 Prozent. Aufgrund des Umfragekonzepts ist die Primärenergiequelle bei allen Teilnehmern erneuerbar. Bei 15 Umfrageteilnehmern kommen als Sekundärenergiequelle fossile, nicht erneuerbare Energieträger zum Einsatz. 7 Netzbetreiber, die Holz als Primärenergiequelle verwenden, haben keine weiteren Energiequellen im Einsatz. Lediglich ein Umfrageteilnehmer gibt als Sekundärenergiequelle Elektrizität an.

8 Umfrageteilnehmer geben an, 100 Prozent der Wärmeversorgung mittels erneuerbarer Energie vorzunehmen. 6 dieser 8 Umfrageteilnehmer verwenden als Primärenergiequelle Holz.

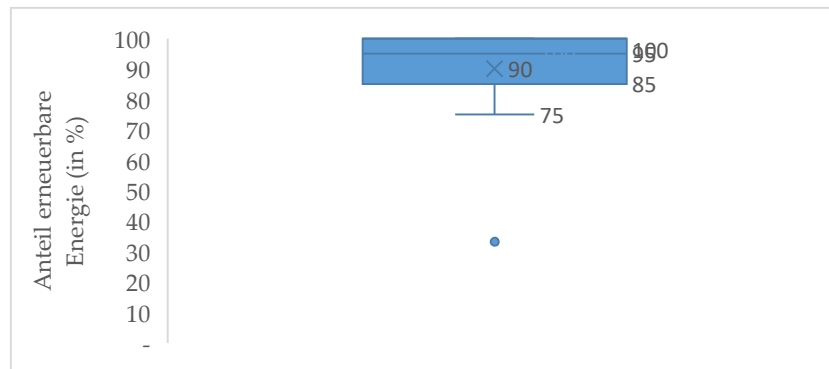


Abbildung 19: Anteil erneuerbare Energie im Energiemix (n=23)

Eine spannende Frage ist auch die Struktur der Kundschaft. Gemäss folgender Abbildung beträgt die durchschnittliche Anschlussgrösse der Umfrageteilnehmer 163 MWh pro Jahr, der Median liegt lediglich bei 90 MWh. Die Abweichung zwischen Median und Mittelwert bringt zum Ausdruck, dass es ein paar Ausreisser mit sehr hohen Anschlussgrössen hat. 7 Umfrageteilnehmer haben die Frage «gibt es eine Mindestanschlussgrösse?» mit Ja beantwortet. 5 Umfrageteilnehmer haben eine Mindestanschlussgrösse von 10 kW, einer 80 kW und einer 100 kW. Bei angenommenen 2'000 Vollbenutzungsstunden ergibt das jährliche minimale Wärmeabsätze zwischen 20 und 200 MWh, was eine erstaunlich hohe Bandbreite ist. 14 Umfrageteilnehmer gaben an, keine Mindestanschlussgrösse zu verwenden.

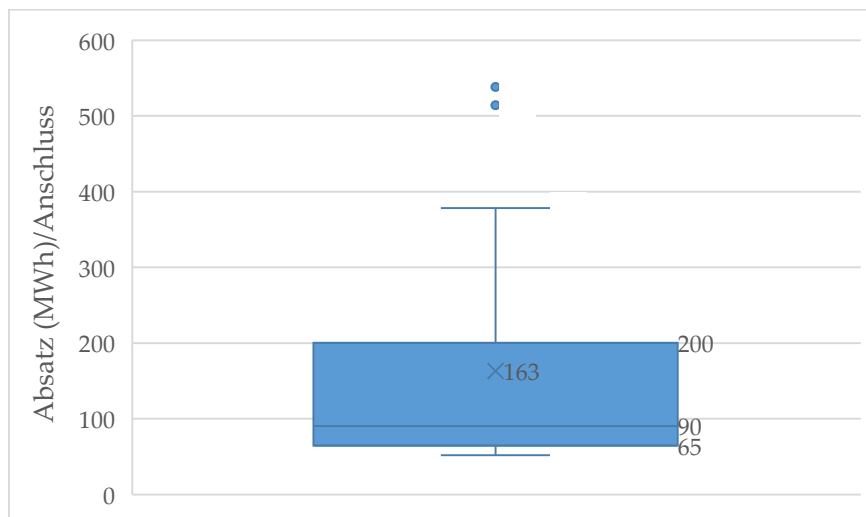


Abbildung 20: Durchschnittliche Anschlussgrössen (n=22)

Auch eine tiefe Korrelation zum Gewinn weist der Durchschnittspreis auf. Gemäss folgender Abbildung liegt sowohl der Median als auch der Mittelwert bei 17 Rappen pro kWh. Die Preise liegen zwischen 7 Rappen und 31, wobei die Netzbetreiber, welche die Systemgrenze nach der Übergabestation definieren, in der Tendenz höhere Durchschnittspreise aufweisen als die Betreiber, welche die Systemgrenze vor der Übergabestation haben. Diese Erkenntnisse zu den Durchschnittspreisen decken sich mit den Befunden welche EVU Partners in ihrer Studie zum

Wärmemarkt (2025, S. 14). Die überwiegende Mehrheit (14 von 20 Teilnehmer) hatten in dieser Erhebung Wärmepreise zwischen 16 und 20 Rappen pro kWh.

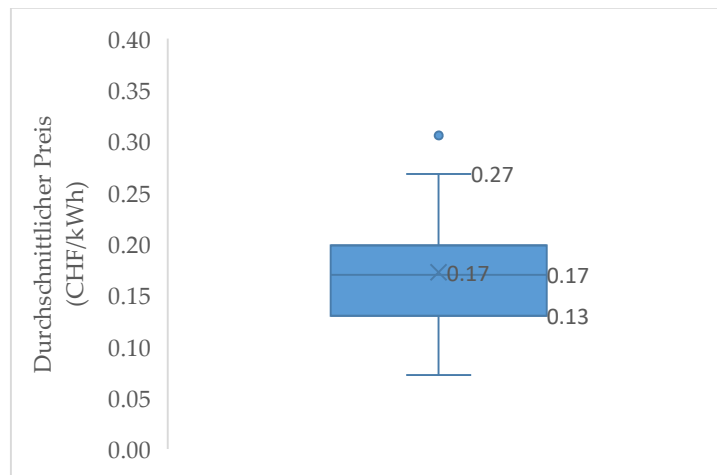


Abbildung 21: Durchschnittspreis CHF/kWh (n=20)

Im Rahmen der Umfrage wurden die Teilnehmer auch befragt, welche Mindestanforderungen bei Investitionsentscheiden in die Fernwärme in ihren Unternehmen erfüllt sein müssen. Es konnten auch Mehrfachnennungen erfolgen. Die folgende Abbildung zeigt, dass die meisten Unternehmen (11) verbindliche Kundenzusagen erwarten, bevor die Investitionen freigegeben werden. 6 Unternehmen gaben in der Umfrage ihre konkreten Ziele zu den verbindlichen Kundenzusagen preis. Neben zwei Ausreißern von 20 und 100 Prozent, bewegt sich die Mehrheit zwischen 60 und 75 Prozent in Relation zur Gesamtkapazität des geplanten Netzes. Am zweitmeisten kommen Vorgaben zur Wärmedichte zur Anwendung. Bei allen drei genannten konkreten Zielvorgaben betrug die Grösse 2 MWh Absatz pro Meter Trasse und/oder das Äquivalent von 1 kW Anschlussleistung pro Meter Trasse (bei angenommenen 2'000 Betriebsstunden). Einige Unternehmen arbeiten auch mit einer Zielgrösse zur Kapitalverzinsung in Form des IRR. Bei sieben Nennungen besteht eine Bandbreite von 3 bis 5 Prozent.

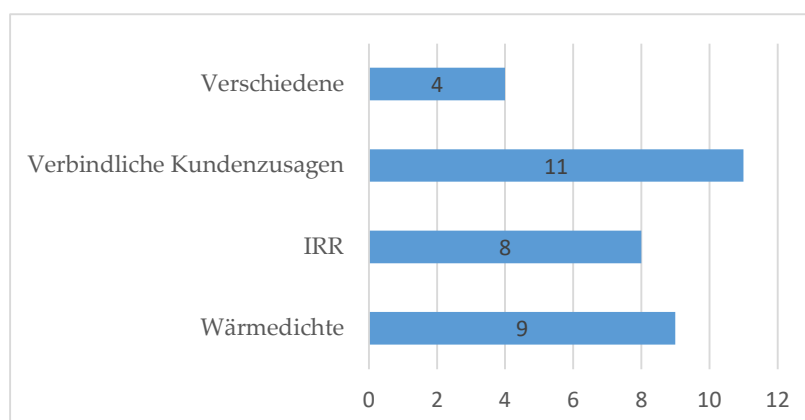


Abbildung 22: Zielgrössen bei Investitionsentscheiden in die Fernwärme (n=22)

Zum Abschluss wurden die Umfrageteilnehmer gefragt, welche Massnahmen sie planen, um die Wirtschaftlichkeit ihrer Netze in den nächsten Jahren zu verbessern. Mehrfachnennungen waren möglich. Wie die folgende Abbildung zeigt, sind die Stossrichtungen heterogen. Die meisten

Betreiber versuchen durch Gewinnung von neuen Anschlüssen (Verdichtung) die bestehende Infrastruktur besser auszulasten. Gefolgt ist die Verdichtung durch jeweils vier Nennungen von der Anlagenoptimierung und dem Ausbau von Erzeugung, Verteilnetz oder Speicher. Bei der Anlagenoptimierung steht für die Betreiber der Sommerbetrieb im Fokus, wo die Raumwärme wegfällt und nur Warmwasser und allenfalls Prozesswärme zur Verfügung gestellt wird. Auffällig ist die häufige Nennung von Speichern als Optimierungsinstrument. Dabei wird zwischen zwei Einsatzbereichen differenziert: Einerseits dienen dezentrale Speicher auf der Kundenseite der Reduktion von Lastschwankungen (Peak Shaving), andererseits werden zentrale Speicher in der Erzeugungsanlage zur Glättung von Produktionsspitzen eingesetzt. Drei Betreiber planen den Anteil erneuerbarer Energie in ihrem Wärmenetz zu optimieren. Dies soll durch den Ersatz von fossilen Heizkesseln mit Wärmepumpen, teilweise mit Nutzung von Photovoltaikanlagen erfolgen. Bei der Kostenoptimierung möchten die Betreiber Wärmeverluste reduzieren. Zwei Betreiber gedenken bei der Preisgestaltung anzusetzen. Einer, um die Wärmepreise zu erhöhen, der andere, um mit geringeren Anschlussgebühren einen Anreiz zum frühzeitigen Umstieg von fossiler Wärme zu setzen. Letztlich plant ein Betreiber den Zusammenschluss von Netzen, mutmasslich um die Redundanz bei Ausfällen zu verbessern aber auch um die Erzeugung abzustimmen und die Anlagen somit besser auszulasten.

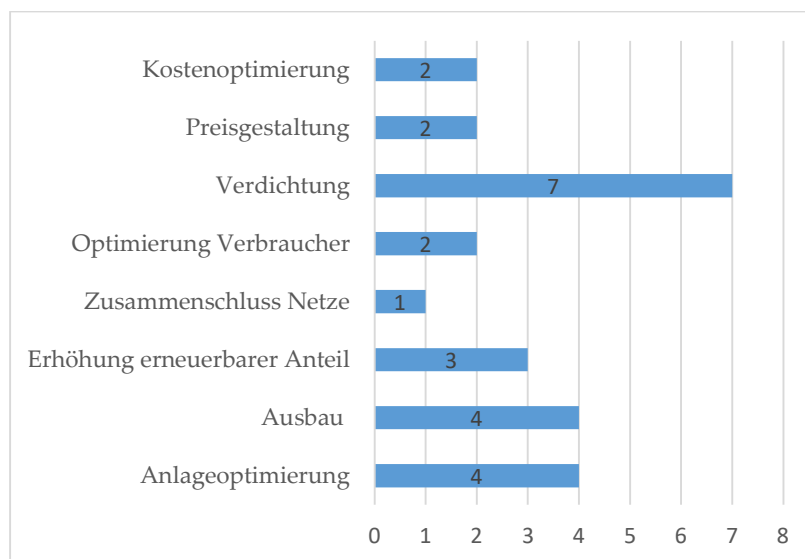


Abbildung 23: Zukünftige Massnahmen zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit (n=17)

Literaturverzeichnis

- Addinger, S., Gruber, M., & Behringer, L. (2019, Februar). *Integration erneuerbarer Wärme- und Abwärmequellen: Sind stark temperaturleitende Wärmenetze der Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit?* [Konferenzbeitrag]. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Wien, Österreich. Von https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/abstract/224/224_abstract_20181107_220329.pdf abgerufen
- Brückmann, K. (2024, 30. Mai). *Energieeffizienz Heizung im Vergleich: Welche Heizungsart kommt für dich infrage?* Autarq. Von <https://www.autarq.com/de-de/magazin/solarpraxis/energieeffizienz-heizung-142/> abgerufen
- Bühler, R., Gabathuler, H. R., & Jenni, A. (2011). *Q-Leitfaden QMstandard*. Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke. <https://www.qmholzheizwerke.ch>. Von https://www.qmholzheizwerke.ch/fileadmin/sites/qm/files/00_3_Publikationen/Q_Leitfaden_V2011_D.pdf abgerufen
- Bundesamt für Energie BFE. (2025a). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024*. Von <https://www.bundespublikationen.admin.ch/de/product/000000000862727234/schweiz-gesamtenergiestatistik-2024> abgerufen
- Bundesamt für Energie BFE. (2025b). *Thermische Netze* [Datensatz]. map.geo.admin.ch, Bundesamt für Landestopografie swisstopo. Von <https://map.geo.admin.ch/#/map?lang=de¢er=2658218.18,1200447.11&z=1&topic=energie&layers=ch.bfe.thermische-netze&bgLayer=ch.swisstopo.pixelkarte-grau&catalogNodes=ech> abgerufen
- Bundesamt für Umwelt BAFU. (2025). *Emissionen von Treibhausgasen nach CO₂-Gesetz und Übereinkommen von Paris* (Stand Juli 2025). Von https://www.bafu.admin.ch/dam/en/sd-web/YR0e2qmqzJAZL/CO2_Statistik.pdf abgerufen
- Bundesamt für Statistik BFS. (2024). *Wertschöpfungsstatistik: Struktur der Rechnungslegung – 2024 (NOGA 351 Elektrizitätsversorgung)* [Vertraulicher Benchmark-Bericht]. Unveröffentlichtes Dokument.
- Bundesamt für Statistik BFS. (2025a). *Energiequellen der Heizungen in Gebäuden* [Karte]. Von <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bau-wohnungswesen/wohnungen.assetdetail.36170762.html> abgerufen
- Bundesamt für Statistik BFS. (2025b). *Produzentenpreisindex Rohholz – 1.9.2000–31.8.2025* [Datentabelle]. Von <https://www.bfs.admin.ch/bfs/rm/home.assetdetail.36280732.html> abgerufen
- Ecoplan. (2021). *Finanzierung der Fernwärme: Ergebnisse einer Umfrage zur heutigen und künftigen Finanzierung des Fernwärmeausbaus*. EnergieSchweiz. Von https://www.thermische-netze.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Publikationen/Downloads/Studie-Fianzierung-Fernwaerme.pdf abgerufen
- EnergieSchweiz. (2020). *Faktenblatt Thermische Netze* (Version 1.01) [Faktenblatt]. Bundesamt für Energie BFE. von <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/suche?keywords=658> abgerufen

- EVU Partners, Stephanie Tomet und Nico Waldmeier (2025). Gas- und Wärmemarktstudie 2025. [www.evupartners.ch](https://www.evupartners.ch/file/1368/EVUP_Schweizer%20Gas-%20und%20W%C3%A4rmemarktstudie%202025.pdf) Von https://www.evupartners.ch/file/1368/EVUP_Schweizer%20Gas-%20und%20W%C3%A4rmemarktstudie%202025.pdf abgerufen
- Guidati, G. (Host). (2025, 14. November). *Fokus-Dialog: Wärmebereitstellung und -speicherung* [Webinar]. ETH Zürich. Von https://video.ethz.ch/events/2025/esc/dialoge/v/EuIxONzbyY_ abgerufen
- Jaag, T. & Rüssli, M. (2016). *Untersuchungsbericht zur Wärme Frauenfeld AG (W FAG): Anonymisierte Fassung zuhanden der Öffentlichkeit*. Umbricht Rechtsanwälte. Von https://www.frauenfeld.ch/public/upload/assets/15661/Untersuchungsbericht_zur_Waerme_Frauenfeld_AG.pdf abgerufen
- Jaffe, A. B., & Stavins, R. N. (1994). *The energy-efficiency gap: What does it mean?* *Energy Policy*, 22(10), 804-810 von https://www.researchgate.net/publication/258260626_The_energy-efficient_gap_What_does_it_mean abgerufen
- 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: Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und Auswirkungen* (Schlussbericht). AEE SUISSE. Von <https://www.minergie.ch/media/aee-suisse-wis-dekarbonisierung-waermesektor-ecoplan-tep.pdf> abgerufen
- Janis, I. L. (1972). *Victims of groupthink: A psychological study of foreign-policy decisions and fiascoes*. Houghton Mifflin.
- Kantonale Energie- und Umweltfachstellen. (2025, 22. August). *Fernwärme (FW) und Fernwärmenetz*. <https://www.energie-umwelt.ch>. Von [Fernwärme \(FW\) und Fern](https://www.energie-umwelt.ch/gebaeude-heizung/heizungsanlagen/fernwaerme-fwwaermenetz)<https://www.energie-umwelt.ch/gebaeude-heizung/heizungsanlagen/fernwaerme-fwwaermenetz> – [Energie-Umwelt.ch](https://www.energie-umwelt.ch) abgerufen
- Michaelides, E. (2021). *Exergy Analysis for Energy Conversion Systems*. Cambridge University Press. von [Exergy \(Chapter 2\) - Exergy Analy](https://www.cambridge.org/core/books/abs/exergy-analysis-for-energy-conversion-systems/exergy)<https://www.cambridge.org/core/books/abs/exergy-analysis-for-energy-conversion-systems/exergy> abgerufen
- NCCS, N. C. for C. S. (2019). *Klimaextreme*. Von <https://www.nccs.admin.ch/nccs/de/home/klimawandel-und-auswirkungen/schweizer-klimaszenarien/zahlen-und-fakten/klimaextreme.html> abgerufen
- Nussbaumer, T. (Hrsg.). (2014). *13. Holzenergie-Symposium: Entwicklungen für Wärme, Kraft und Fernwärme aus Holz*. Verenum. Von <https://holzenergie-symposium.ch/rueckblick/#symposium13> abgerufen
- Nussbaumer, T., Thalmann, S., Jenni, A. & Ködel, J. (2021). *Planungshandbuch Fernwärme* (Version 1.3). Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme. <https://www.qmfernwaerme.ch>
- Preisüberwacher (2023). *Marktbeobachtung Fernwärmearifre Schweiz, Bericht des Preisüberwachers*. www.preisueberwacher.admin.ch von <https://www.preisueberwacher.admin.ch/pue/de/home/themen/infrastruktur/fernwaerme.html> abgerufen
- Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG. (2022). *Energieperspektiven 2050+*. Bundesamt für Energie BFE. <https://www.bfe.admin.ch/> von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html> abgerufen
- Przybylski, A. K., Murayama, K., DeHaan, C. R., & Gladwell, V. (2013). Motivational, emotional, and behavioral correlates of fear of missing out. *Computers in Human Behavior*, 29(4), 1841–1848. <https://doi.org/10.1016/j.chb.2013.02.014>

- Schweizerische Nationalbank [SNB]. (o. J.). *Aktuelle Zinsen und Wechselkurse* [Datentabelle]. Abgerufen am 30. Dezember 2026 von https://www.snb.ch/de/the-snb/mandates-goals/statistics/statistics-pub/current_interest_exchange_rates#t00
- Spescha, Wild, Müller und Rohrer, 2025. Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) und Bundesamt für Energie. *Fossilfreie thermische Netze – Lösungsbeispiele und Wirtschaftlichkeit*.
- Stadtrat Frauenfeld. (2017). *Botschaft Nr. 24: Wärme Frauenfeld AG; Turnaround-Massnahmen mit anschliessender Integration in die Werkbetriebe Frauenfeld*. Stadt Frauenfeld. Von [https://www.frauenfeld.ch/public/upload/assets/16090/Waerme Frauenfeld AG Turnaround-Massnahmen mit anschliessender Integration in die Werkbetriebe Frauenfeld inkl Beilagen.pdf?fp=1](https://www.frauenfeld.ch/public/upload/assets/16090/Waerme_Frauenfeld_AG_Turnaround-Massnahmen_mit_anschliessender_Integration_in_die_Werkbetriebe_Frauenfeld_inkl_Beilagen.pdf?fp=1) abgerufen
- Sres, A., & Nussbaumer, B. (2014). *Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS Strategie: Langfristperspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Nah- und Fernwärme in der Schweiz* (Schlussbericht Phase 2). Verband Fernwärme Schweiz.
- Thalmann, S., Nussbaumer, T. & Jenni, A. (2016). *Optimierung von Fernwärmenetzen durch die Analyse der Wärmeabnehmer: Schlussbericht*. Bundesamt für Energie BFE. Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZ-mUuYWRtaW4uY2gvZGUvc3VjaGU=.html?keywords=&q=UMSETZUNG+OPTIMIERUNGSMASSNAHMEN+FERNW%C3%84RME&from=&to=&nr=> abgerufen
- Thees, O., Burg, V., Erni, M., Bowman, G., & Lemm, R. (2017). *Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung: Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET* (WSL Berichte, Heft 57). Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL. Von <https://www.wsl.ch/de/publikationen/biomassepotenziale-der-schweiz-fuer-die-energetische-nutzung-ergebnisse-des-schweizerischen-energiekompetenzzentrums-sccer-biosweet/> abgerufen
- Thermische Netze Schweiz. (o. J.). *Fernwärme / Fernkälte* [Informationsbroschüre]. <https://www.thermische-netze.ch>. Von <https://www.thermische-netze.ch/thermische-netze/fernwaerme/?utm> abgerufen
- Thommen, J.-P. (2004). *Managementorientierte Betriebswirtschaftslehre* (7. Aufl.). Versus.
- Trümpi, U. (2021). *Wärme- und Kälteversorgung Frauenfeld. Konzept*. Internes Dokument, Thurplus
- Tversky, A., & Kahneman, D. (1974). *Judgment under Uncertainty: Heuristics and Biases*. Science, 185(4157). Von https://sites.socsci.uci.edu/~bskyrms/bio/readings/tversky_k_heuristics_biases.pdf abgerufen
- Volkart, R. (2006). *Corporate Finance, Grundlagen von Finanzierung und Investition* (2. Aufl.). Versus.
- Wall, G. (1986). *Exergy: A useful concept* [Doctoral dissertation, Chalmers University of Technology].
- Weinstein, N. D. (1980). Unrealistic optimism about future life events. *Journal of Personality and Social Psychology*, 39(5), 806–820. Von <https://doi.org/10.1037/0022-3514.39.5.806> abgerufen
- Werkbetriebe Frauenfeld [heute Thurplus]. (2018). *Anhang 2 – Technische Anschlussbedingungen (TAB) für den Netzanschluss und die Lieferung von Wärme ab der Energiezentrale ARA Frauenfeld mittels Fernwärmering* (Ausgabe vom 13. Juni 2018). Stadt Frauenfeld. Von [https://www.thurplus.ch/public/upload/assets/257/2018-06-13 Anhang 2 Technische%20Anschlussbedingungen.pdf?fp=1](https://www.thurplus.ch/public/upload/assets/257/2018-06-13_Anhang_2_Technische%20Anschlussbedingungen.pdf?fp=1) abgerufen

World Energy Council. (2024). *World Energy Trilemma Index 2024: Evolving with resilience and justice*. Von <https://www.worldenergy.org> abgerufen

Anhang

Fragebogen Benchmarking Wirtschaftlichkeit Fernwärmenetze
Schweiz

Benchmarking Wirtschaftlichkeit Fernwärmenetze Schweiz



Geschätzte Interessentin, geschätzter Interessent,

Haben Sie sich auch schon gefragt, ob Fernwärme wirtschaftlich betrieben werden kann? Welche Faktoren für Investitionsentscheide wirklich entscheidend sind? Welche Annahmen realistisch sind – und wie das eigene Netz im Vergleich zu anderen dasteht?

Dann ist es an der Zeit, dies herauszufinden. Nehmen Sie an dieser Umfrage teil (Dauer: 30–60 Minuten) und erhalten Sie die Resultate aus erster Hand. Alle Daten werden vertraulich behandelt, auf Schweizer Servern gespeichert und ausschliesslich anonymisiert ausgewertet. Ein Rückschluss auf einzelne Unternehmen ist ausgeschlossen.

Wenn Sie mehrere Netze betreiben, kann der Fragebogen für jedes Netz separat ausgefüllt werden. Bitte konzentrieren Sie sich dabei idealerweise auf **ein besonders profitables** sowie **ein weniger profitables** Netz. Die Umfrage richtet sich an Fernwärmenetze mit den Primärenergiequellen **Holz, Abwasser, Grundwasser oder Seewasser**, die seit mindestens einem Jahr in Betrieb sind.

Stichtagsbezogene Kennzahlen (z. B. Anzahl Kundenanschlüsse) werden per **31.12.2024** oder per letztem Jahresabschluss erhoben.

Periodenbezogene Kennzahlen (z. B. Wärmeabsatz) beziehen sich auf das **zuletzt abgeschlossene Geschäftsjahr**, in der Regel 2024.

Bei Fragen stehe ich Ihnen gerne unter +41 78 703 33 24 zur Verfügung. Vielen Dank für Ihre Teilnahme! Freundliche
Grüsse

Allgemein

1. Für welches Unternehmen sind Sie tätig?

2. Vorname Name

3. Darf ich Sie bei Rückfragen kontaktieren? *

- Ja
 Nein

4. Über welche Telefonnummer kann ich Sie erreichen?

Der Wert muss eine Zahl sein.

5. Auf welche E-Mail-Adresse darf ich Ihnen die Resultate senden?

Geben Sie eine E-Mail-Adresse ein

6. Bezeichnung des Fernwärmenetzes (zur Identifikation, insbesondere falls sie mehrere Netze haben) *

7. Um welche Art von Fernwärmenetz handelt es sich? *

- Hochtemperatur (> 60 °C)
- Niedertemperatur (< 60 °C)

8. Hauptenergiequelle *

- Holz
- Abwasser
- Grundwasser
- Fluss- oder Seewasser

9. Sekundärenergiequelle

- Keine
- Biogas
- Erdgas
- Heizöl
- Sonstiges

10. Wertschöpfungstiefe *

- Erzeugung und Verteilung
- Verteilung

11. Art des Unternehmens *

- Energieversorgungsunternehmen
- Gemeindewesen
- Privates Unternehmen
- Sonstiges

12. Inbetriebnahmejahr Fernwärmenetz *

Die Zahl muss zwischen 1950 und 2024 liegen

13. Netztrassenlänge (Transport-, Verteil- und Anschlussleitungen, in Meter) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

14. Distanz Energieerzeugung zum ersten Anschlusspunkt (in Meter)

Der Wert muss eine Zahl sein.

15. Garantierte Vorlauftemperatur (in °C)

Der Wert muss eine Zahl sein.

16. Maximale Rücklauftemperatur (in °C)

Der Wert muss eine Zahl sein.

17. Wo haben Sie die Systemgrenze des Fernwärmenetzes zum Kunden definiert?

- Vor Übergabestation
- Nach Übergabestation
- Sonstiges

Investitionen und Finanzierung

18. Anschaffungskosten Energiezentrale (TCHF) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

19. Anschaffungskosten Netz (Transport-, Verteil- und Anschlussleitungen, TCHF) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

20. Sonstige Anschaffungskosten (u.a. Übergabestationen, TCHF) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

21. Subventionseinnahmen und Förderbeiträge (TCHF) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

22. Anschlussgebühren und Anschlusskostenbeiträge (TCHF) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

23. Bankdarlehen (TCHF) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

24. Aktueller Zinssatz auf den Bankdarlehen (in %)

Der Wert muss eine Zahl sein.

25. Eigenkapitalquote (in %)

Der Wert muss eine Zahl sein.

26. Haben Sie bei Investitionsentscheiden in die Fernwärme eine der folgenden Mindestanforderungen?

- Wärmedichte $> x$ (Wärmebedarf MWh / Fläche ha)
- Anschlussdichte $> x$ (Potentieller Wärmeabsatz / Länge Leitungsnetz)
- Verbindliche Zusagen Schlüsselkunden in % Gesamtkapazität $> x$ %
- Interner Zinsfuss (IRR) $> x$ %
- Zielpreis Wärmeverteilungskosten $< x$ Rp./kWh
- Sonstiges

27. Wie hoch sind die genannten Mindestanforderungen (bitte Mindestanforderung und Wert angeben)?

28. Investitionsvorgehen / Synergienutzung

- Fernwärme Taktgeber, andere Netze nehmen teil wenn sinnvoll
- Andere Netze Taktgeber, Fernwärme wartet
- Einmal ist Fernwärme Taktgeber, einmal anderes Netz
- Fernwärme wird unabhängig anderer Netz gebaut, keine Synergienutzung

29. Verrechnen sie entgangene Restnutzung oder Umleitungskosten intern, die bei anderen Netzen durch den Bau von Fernwärme entstehen?

- Vergütung Restnutzung
- Vergütung Umleitungskosten
- Keine interne Verrechnung

Erzeugung / Beschaffung

30. Erzeugungsleistung Primärenergiequelle (Nennleistung in kW)

Der Wert muss eine Zahl sein.

31. Maximale gemessene Leistung Primärenergiequelle (in kW)

Der Wert muss eine Zahl sein.

32. Produzierte / beschaffte Wärme (alle Quellen, in MWh) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

33. Anteil erneuerbare Wärme (in %) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

Kunden und Ertrag

34. Anzahl Kundenanschlüsse *

Der Wert muss eine Zahl sein.

35. Ungenutztes Potential Wärmeabsatz im Versorgungsgebiet (Verdichtungspotential, in MWh)

Der Wert muss eine Zahl sein.

36. Wärmeabsatz (in MWh) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

37. Umsatz aus Wärmeverkauf (in TCHF) *

Der Wert muss eine Zahl sein.

38. Gibt es im Versorgungsgebiet eine Anschlusspflicht? *

- Ja
- Nein

39. Gibt es im Versorgungsgebiet noch ein Gasnetz? *

- Ja
- Nein

40. Ist ein Stilllegungsdatum des Gasnetzes kommuniziert?

- Ja
- Nein

41. Planen Sie auch nach (Teil-)Stilllegung fossile Energie zur Spitzenabdeckung für die Fernwärmeversorgung einzusetzen?

- Wir benutzen bereits heute keine fossile Energie
- Ja
- Nein

42. Fördern Sie den Umstieg von fossilen Heizsystemen auf Fernwärme mit einer Restwertentschädigung? *

- Ja
- Nein

43. Bieten Sie Überbrückungslösungen an, wenn ein Heizungsersatz ansteht, der Fernwärmeanschluss aber noch nicht möglich ist? *

- Ja
- Nein

44. Gibt es eine Mindestanschlussgrösse? *

- Ja
- Nein

45. Wie hoch ist diese Mindestanschlussgrösse (in kW)?

Der Wert muss eine Zahl sein.

Kostenstruktur und Profitabilität

46. Erzielt Ihre Fernwärmeversorgung Gewinne? *

- Ja
 Nein

47. Im wievielten Betriebsjahr wurde der Breakeven erreicht?

Der Wert muss eine Zahl sein.

48. Gewinn + / Verlust - (in TCHF)

Der Wert muss eine Zahl sein.

49. Personalkosten (in TCHF)

Der Wert muss eine Zahl sein.

50. Nutzungsdauer Leitungen *

Der Wert muss eine Zahl sein.

51. Nutzungsdauer Übergabestationen

Der Wert muss eine Zahl sein.

52. Welchen WACC verwenden Sie für die Kalkulation der Netzentgelte (in %)?

Der Wert muss eine Zahl sein.

53. Welche Massnahmen überlegen Sie um die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes in den nächsten Jahren zu verbessern?

| | |
|----------------------|----------------------|
| <input type="text"/> | <input type="text"/> |
|----------------------|----------------------|