



Thermische Netze Schweiz
Réseaux Thermiques Suisse
Reti Termiche Svizzera

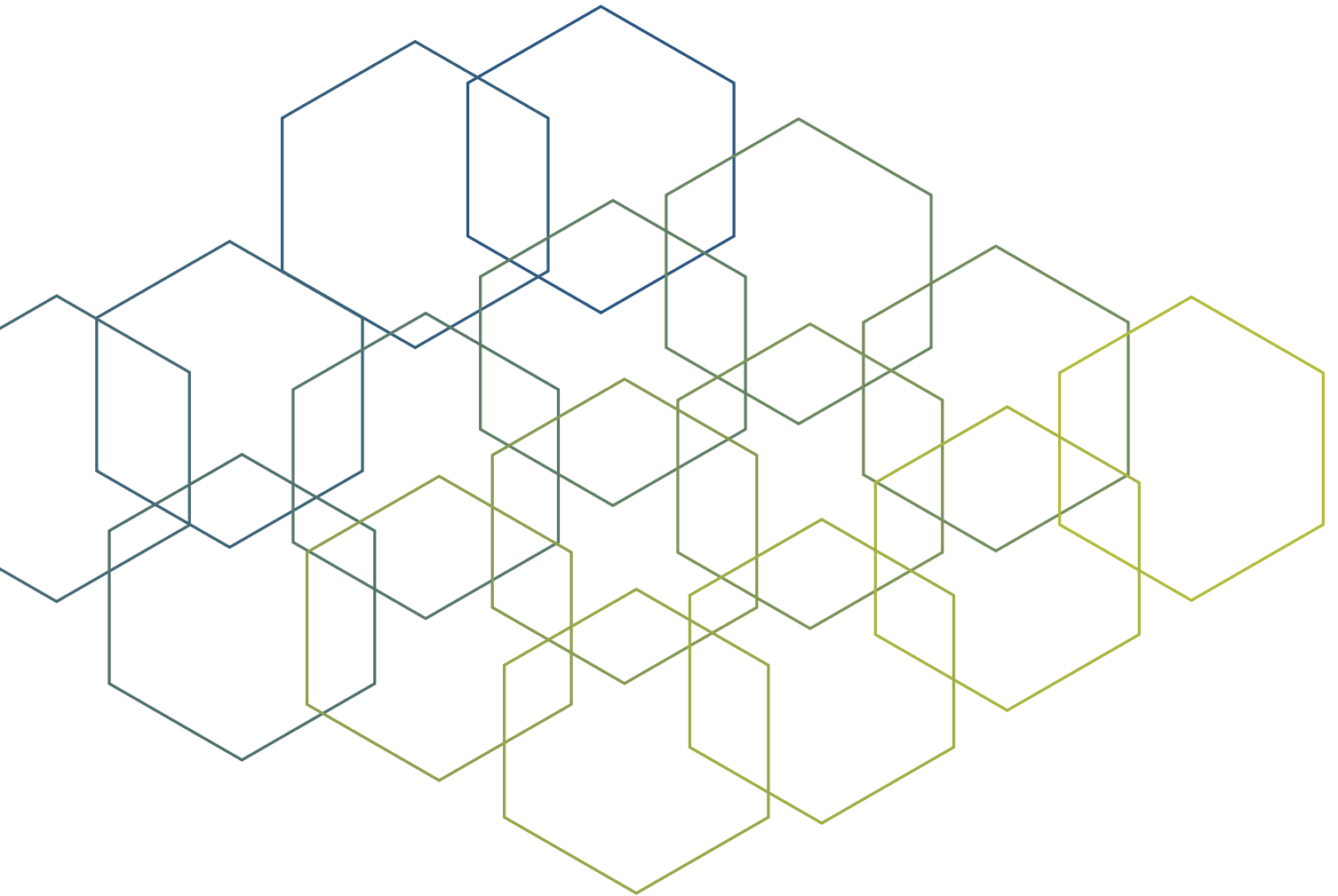
Mit Unterstützung von



Version 1.0 vom 25.06.2026

Kosten und Tarife thermischer Netze

Leitfaden für Betreiber



Autoren



Baslerstrasse 44, 4600 Olten | polynomics.ch

Andreas Hauck

Dr. Heike Worm



Alte Bahnhofstrasse 5, 3110 Münsingen | rytec.ch

Urban Frei

Malenka Schmutz

Die Autoren danken Andreas Hurni (Thermische Netze Schweiz) und Dr. Matthias Bendig (Bundesamt für Energie) für die fachliche Begleitung.

Version

Version - Beschreibung Änderung	Datum	Autor
0.1 - Version für Vernehmlassung	26.02.2026	Polynomics/Rytec
0.2 - Anpassung aufgrund der Rückmeldungen aus der Vernehmlassung	19.05.2026	Polynomics/Rytec
1.0 - Basisfassung	25.06.2026	Polynomics/Rytec

Empfohlene Zitierweise: Polynomics AG und Rytec AG (2026): *Kosten und Tarife thermischer Netze. Leitfaden für Betreiber*. Version 1.0 vom 25. Juni 2026, Olten/Münsingen.

Dieser Praxisleitfaden wurde mit Unterstützung von EnergieSchweiz erstellt.

Für den Inhalt sind allein die Autoren verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

1.	Grundsätze der Kostenrechnung und Tarifierung	7
1.1	Umfeld und regulatorische Vorgaben	7
1.2	Grundprinzipien	7
1.2.1	Wirtschaftliche Tragfähigkeit.....	8
1.2.2	Konkurrenzfähigkeit.....	8
1.2.3	Kostenorientierung und Begründbarkeit.....	8
1.2.4	Nachvollziehbarkeit.....	8
2.	Planung und Wirtschaftlichkeitsrechnung	9
2.1	Businessplan	10
2.1.1	Wozu einen Businessplan erstellen?	10
2.1.2	Inhalte eines Businessplans	11
2.2	Wirtschaftlichkeitsrechnung	13
2.2.1	Wirtschaftlichkeitsrechnung für das thermische Netz.....	13
2.2.2	Controllingprozess	14
2.2.3	Wirtschaftlichkeitsrechnung für einzelne Anschlüsse	16
2.3	Marktbearbeitung und Vertrieb	17
3.	Systemgrenzen	19
3.1	Abgrenzung gegenüber anderen Geschäftsbereichen	19
3.2	Abgrenzung innerhalb des thermischen Netzes	20
3.3	Abgrenzung gegenüber dem Endverbraucher	21
4.	Kostenrechnung	22
4.1	Betriebsbuchhaltung als Basis der Tarifikalkulation	23
4.2	Abgrenzung der Kostenbasis des thermischen Netzes	23
4.3	Grundsätze der Kostenrechnung	25
4.4	Anlagenrechnung und kalkulatorische Kosten.....	26
4.4.1	Anlagenrechnung	26
4.4.2	Anlagenbewertung	26
4.4.3	Grundlagen für die kalkulatorischen Abschreibungen	27
4.4.4	Grundlagen für die kalkulatorischen Zinsen.....	27
4.5	Kostenrechnungsschema für thermische Netze.....	28
4.6	Wertflussrechnung	29
4.6.1	Kostenstellenrechnung.....	29
4.6.2	Kostenträgerrechnung.....	32

4.7	Vor- und Nachkalkulation als Controllinginstrument	34
5.	Tarifberechnung	35
5.1	Grundsätze der Tarifberechnung.....	35
5.2	Tarifelemente.....	36
5.2.1	Tarifelemente für einmalig anfallende Kosten	36
5.2.2	Tarifelemente für wiederkehrende Kosten.....	36
5.2.3	Vor- und Nachteile verschiedener Tarifmodelle.....	37
5.3	Tarifgestaltung mit und ohne Indexierung.....	38
5.3.1	Tarifgestaltung mit Indexierung	38
5.3.2	Tarifgestaltung ohne Indexierung (periodisch neu festgelegte Tarife).....	40
5.4	Preisdifferenzierung und Anreize	40
5.5	Konkurrenzfähigkeit der Tarife.....	41
6.	Anhang.....	44
6.1	Fälle, in denen thermische Netze als marktmächtig beurteilt wurden.....	44
6.2	Annuitäten.....	44
6.3	WACC.....	45
6.4	Detailliertes Kostenrechnungsschema.....	47
6.5	Detaillierterläuterungen zu Kostenpositionen.....	49
6.6	Anrechnung und Dokumentation von Deckungsdifferenzen	55
6.6.1	Bewirtschaftung der Deckungsdifferenz in der etablierten Phase	57
6.6.2	Bewirtschaftung von Deckungsdifferenzen in der Aufbauphase	57
6.7	Preisdifferenzierung und Anreize: weitere Ideen	58
6.7.1	Zeitliche Differenzierung.....	58
6.7.2	Mengen- und Leistungsanreize.....	59
6.7.3	Kundensegmentierung	60
6.7.4	Staffelung von Preisen	61
6.7.5	Preisdifferenzierung für ökologische Qualitäten.....	61

Einleitung

Ausgangslage und Motivation

Thermische Netze befinden sich in der Schweiz in einer Phase dynamischen Aufbaus und struktureller Weiterentwicklung. Im Kontext der Dekarbonisierung des Gebäudesektors, der Nutzung erneuerbarer Energiequellen sowie der verstärkten Sektorkopplung gewinnen sie zunehmend an Bedeutung.

Während einige Gemeinden und Unternehmen langjährige Erfahrung mit thermischen Netzen haben, befinden sich zahlreiche Netze noch in der Aufbau- oder frühen Betriebsphase. Parallel dazu nimmt die Anzahl neuer Projekte zu. Mit diesem Wachstum steigt der Bedarf an strukturiertem betriebswirtschaftlichem Wissen und an robusten Tarifierungsmodellen. Auch aus der Weiterentwicklung bestehender Netze, der Einbindung neuer Wärmequellen oder der Zusammenlegung von zuvor getrennten Netzen ergeben sich höhere Anforderungen an die betriebswirtschaftlichen Grundlagen thermischer Netze.

Daher ist es wichtig, betriebswirtschaftliches Wissen systematisch zugänglich zu machen und die wirtschaftlichen Steuerungsinstrumente weiter zu professionalisieren, um nachhaltige und wirtschaftlich tragfähige Strukturen aufzubauen.

Ziel des Leitfadens

Ziel dieses Leitfadens ist es, Betreiber thermischer Netze bei der wirtschaftlich fundierten Ausgestaltung ihrer Kostenrechnung und Tarifierung zu unterstützen.

Er soll dazu beitragen,

- die Wirtschaftlichkeit thermischer Netze langfristig zu verbessern,
- eine nachhaltige Bewirtschaftung der Infrastruktur sicherzustellen,
- Fehlentwicklungen und systematische Kostenunterdeckungen zu vermeiden,
- finanzielle Risiken frühzeitig zu erkennen und zu steuern,
- Risiken für Gemeindefinanzen zu reduzieren, insbesondere bei kommunalen Trägerschaften,
- Insolvenzen oder strukturelle Finanzierungslücken zu verhindern.

Der Leitfaden richtet sich ausdrücklich auch an kleinere Betreiber thermischer Netze, die häufig nicht über umfangreiche betriebswirtschaftliche Ressourcen verfügen. Er soll als praxisorientierte Hilfe dienen, um wirtschaftliche Risiken kontrollierbar zu machen und robuste Entscheidungsgrundlagen zu schaffen.

Der vorliegende Leitfaden hat Empfehlungscharakter und stellt keine rechtlich verbindliche Norm dar. Die Inhalte beruhen auf betriebswirtschaftlichen und regulatorischen Grundsätzen und berücksichtigen Erfahrungen aus anderen Infrastrukturbereichen. Sie sollen eine Orientierungshilfe bieten, ohne die unternehmerische Verantwortung der Betreiber zu ersetzen.

Der Leitfaden bietet Betreibern thermischer Netze Vorschläge für Kosten- und Tarifierungsmodelle, die je nach Zielsetzung und lokalem Kontext angepasst werden können, etwa aufgrund von Strategien oder Planungen der Legislative oder Exekutive. Diese Rahmenbedingungen unterscheiden sich häufig und sind je nach Gemeinde oder Kanton spezifisch. Der Leitfaden soll deshalb ein breites Spektrum an Situationen und sehr unterschiedlichen lokalen Gegebenheiten abdecken. Da nicht alle spezifischen Bedingungen aller thermischen Netze abgebildet werden können, kann von den Empfehlungen abgewichen werden, insbesondere, wenn die individuelle Situation dies erfordert.

Abgrenzung und Geltungsbereich

Der Leitfaden bezieht sich auf thermische Netze im weiteren Sinne. Dazu gehören insbesondere Systeme zur Bereitstellung und Verteilung von:

- Wärme (Fernwärme, Nahwärme),
- Kälte (Fernkälte),
- Dampf,
- Anergie oder anderen thermischen Energieträgern.

Der Leitfaden behandelt primär die betriebswirtschaftlichen Dimensionen, berücksichtigt aber auch technische Grundlagen, die für Kostenrechnung und Tarifierung relevant sind.

Zusammenhang zwischen Kostenrechnung und Tarifierung

Eine sachgerechte Tarifierung setzt eine nachvollziehbare und konsistente Kostenrechnung voraus. Die grundlegende Systematik lässt sich wie folgt darstellen:

1. **Sorgfältige Planung und periodische Überprüfung der Wirtschaftlichkeit** (vgl. Abschnitt 2)
Für das thermische Netz wird ein Businessplan erstellt. Die Wirtschaftlichkeit wird laufend überprüft, notwendige Massnahmen zur Sicherstellung werden ergriffen.
2. **Abgrenzung des thermischen Netzes als eigenständiger wirtschaftlicher Bereich** (vgl. Abschnitt 3)
Zunächst ist das thermische Netz eindeutig gegenüber anderen Tätigkeiten abzugrenzen, um eine eigenständige wirtschaftliche Betrachtung sicherzustellen.
3. **Erfassung aller relevanten Kosten innerhalb der Systemgrenzen** (vgl. Abschnitte 3 und 4)
Sämtliche kostenrelevanten Positionen sind vollständig und systematisch zu erfassen.
4. **Ermittlung kalkulatorischer Abschreibungen und kalkulatorischer Zinsen** (vgl. Abschnitt 4.4)
Die wirtschaftliche Kapitalbindung wird über kalkulatorische Abschreibungen und eine risikoadäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals berücksichtigt.
5. **Zuordnung der Kosten zu Kostenstellen und Kostenträgern** (vgl. Abschnitt 4.6)
Die Kosten werden sachgerecht zugeordnet.
6. **Ableitung einer Tarifstruktur auf Basis der Kostenstruktur** (vgl. Abschnitt 5)
Auf dieser Grundlage wird eine Tarifstruktur entwickelt, welche die Kosten sachgerecht abbildet und ökonomische Anreize berücksichtigt.

Ohne eine belastbare Kostenbasis ist keine wirtschaftlich nachhaltige Preisgestaltung möglich.

Aktive Mitwirkung und Weiterentwicklung

Thermische Netze und ihr technologisches, regulatorisches und wirtschaftliches Umfeld entwickeln sich kontinuierlich weiter. Diese erste Version des Leitfadens versteht sich daher als Grundlage, die in künftigen überarbeiteten Fassungen mit den Beiträgen der Betreiber thermischer Netze aktualisiert und schrittweise weiterentwickelt werden kann.

Die Betreiber sind dazu eingeladen, identifiziertes Verbesserungspotenzial, Praxiserfahrungen oder methodische Ergänzungen einzubringen. Allgemeine Rückmeldungen und Anregungen können gerne an Thermische Netze Schweiz (tns@thermische-netze.ch) gegeben werden, für fachliche Diskussionen stehen die Autoren gerne zur Verfügung.

1. Grundsätze der Kostenrechnung und Tarifierung

Die Planung, Kostenermittlung und Tarifierung für thermische Netze orientieren sich an den folgenden Rahmenbedingungen und Grundprinzipien.

1.1 Umfeld und regulatorische Vorgaben

Der Markt für thermische Netze ist – im Gegensatz zur Elektrizitätsversorgung – nicht spezialgesetzlich geregelt. Verbindlich ist deshalb der allgemeine wirtschaftsrechtliche Rahmen. Auf dem Wärme- und Kältemarkt spielt **grundsätzlich der freie Wettbewerb**, welcher durch das Kartellrecht gewährleistet werden soll. Thermische Netze stehen daher im Wettbewerb um Kunden, Preise und Dienstleistungen, solange keine besondere Marktmachtposition besteht.

Ist eine thermische Versorgung jedoch marktbeherrschend oder relativ marktmächtig (vgl. dazu Beispiele im Anhang, Abschnitt 6.1), verbietet das **Kartellgesetz** (KG) gewisse Verhaltensweisen. Zu diesen unzulässigen Verhaltensweisen gehört beispielsweise die Verweigerung von Geschäftsbeziehungen und die Preisdiskriminierung von Handelspartnern (vgl. KG, 2023, Art. 7).

Ausserdem kommt im Fall von Marktmacht das **Preisüberwachungsgesetz** (PüG) zur Anwendung. Die Preisüberwachung kann eingreifen, wenn Preise missbräuchlich erscheinen oder eine überhöhte Kostenbelastung für die Kundschaft vermutet wird. Ausserdem sieht das PüG für Preise, die durch eine Legislative oder Exekutive (z. B. Stadt- oder Gemeinderat) festgelegt werden, eine Anhörungspflicht der Preisüberwachung vor (vgl. PüG, 2013, Art. 14).

Das **Umweltschutzgesetz** (USG) und das **CO₂-Gesetz** sowie die dazugehörigen Verordnungen haben eine indirekte Wirkung auf die Kosten und Tarife thermischer Netze. Einerseits erhöhen strenge Emissionsgrenzwerte (z. B. gesetzliche Vorgaben für Abgase von Holzheizwerken) und die Netto-Null-Pflicht bis 2050 die Kosten der Energieproduktion¹, andererseits eröffnen Vorschriften zur Abwärmenutzung bei Kehrrechtverwertungsanlagen neue Möglichkeiten für die Wärmeerzeugung. Ausserdem reduzieren Förderprogramme die Investitionskosten für die Betreiber solcher Wärmenetze.

Ergänzend beeinflussen das Raumplanungsgesetz (RPG) sowie das Gewässerschutzgesetz (GSchG) die Entwicklung und Ausgestaltung thermischer Netze. Das RPG wirkt insbesondere über kantonale und kommunale Richt- und Nutzungspläne auf die räumliche Koordination von Wärmeversorgungsinfrastrukturen und kann Verdichtungen oder Anschlussgebiete begünstigen. Das GSchG ist vor allem bei der Nutzung von Grund-, See- oder Abwasser als Wärmequelle relevant und kann die technische Ausgestaltung, Bewilligungsverfahren sowie die Kosten der Anlagen beeinflussen.

Des Weiteren sind allfällige **kantonale oder kommunale Vorgaben** (z. B. Energiegesetzgebung, Richt- und Nutzungspläne, Dekarbonisierungsvorgaben) für die Planung, den Ausbau und den Betrieb thermischer Netze von Bedeutung.

1.2 Grundprinzipien

Die Planung, Kostenrechnung und Tarifierung für thermische Netze sollen sich an den folgenden Grundprinzipien orientieren. Dabei ist ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Grundprinzipien zu finden. Wie die Grundprinzipien im Einzelfall gewichtet werden, hängt von der individuellen Situation des thermischen Netzes ab. Die individuelle Situation hängt unter anderem vom Marktumfeld, von der wirtschaftlichen Zielsetzung, der angestrebten Kundenakzeptanz, den Eigentümergegebenen, der strategischen Ausrichtung des Betreibers sowie von energie- und umweltpolitischen Vorgaben ab.

¹ Der Begriff «Energieproduktion» wird hier im branchenüblichen Sinn verwendet und bezeichnet die Umwandlung, Bereitstellung oder Nutzbarmachung von Energie bzw. die Produktion von Wärme oder Kälte. Physikalisch wird Energie nicht erzeugt, sondern umgewandelt.

1.2.1 Wirtschaftliche Tragfähigkeit

Die Wärme- und Kältepreise werden so festgelegt, dass das thermische Netz langfristig wirtschaftlich tragfähig betrieben und weiterentwickelt werden kann. Die Tarife sollen die laufenden Kosten, die Erneuerung der Infrastruktur, die Finanzierungskosten sowie einen dem Risiko angemessenen Gewinn berücksichtigen. Die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit, insbesondere an die erwartete Rentabilität, können je nach Trägerschaft, Eigentümerstruktur und Organisationsform unterschiedlich ausfallen.

Damit die Wirtschaftlichkeit sichergestellt und Risiken erkannt werden, sollten im Voraus ein Businessplan mit realistischen Annahmen erstellt und Sensitivitäten gerechnet werden (prospektive Sicht). Zudem sollte die Wirtschaftlichkeit laufend überprüft werden (retrospektive Sicht).

1.2.2 Konkurrenzfähigkeit

Da die thermischen Netze in der Regel im Wettbewerb zu anderen Energieträgern stehen, sollten die Preise so festgelegt werden, dass sie langfristig konkurrenzfähig sind und bleiben. Sinnvollerweise werden dazu die Preise aus Kundensicht mit den Preisen für relevante alternative verfügbare Wärme- oder Kältelösungen (z. B. Wärmepumpen) verglichen.

Konkurrenzfähigkeit im Kontext thermischer Netze bedeutet nicht zwingend, dass man jederzeit das günstigste Angebot machen muss. Langfristig sollten die Tarife und die Leistung jedoch im Vergleich zu anderen Angeboten attraktiv sein. Ohne marktfähige Tarife ist die wirtschaftliche Tragfähigkeit langfristig nicht gegeben.

1.2.3 Kostenorientierung und Begründbarkeit

Tarife sollten auf einer nachvollziehbaren Kostenbasis beruhen. Die gewählte Tarifstruktur sollte sachlich begründet werden können und die wesentlichen Kostentreiber abbilden. Unterschiedliche Konditionen und Preise zwischen Kundengruppen, Vertragsmodellen oder Kunden sind möglich, wenn sie auf objektiven Unterschieden beruhen, etwa Anschlussleistung, Bezugsprofil, Anschlusskosten, Vertragslaufzeit, Flexibilität oder technischen Anforderungen.

Preiselemente und Preishöhe werden so gewählt, dass sie den verursachten Kosten im thermischen Netz möglichst entsprechen. Mengenvariable Kosten werden typischerweise über den Arbeitspreis, fixe Kosten, wie die Wartung des Leitungsnetzes, über den Grund- oder Leistungspreis verrechnet.

1.2.4 Nachvollziehbarkeit

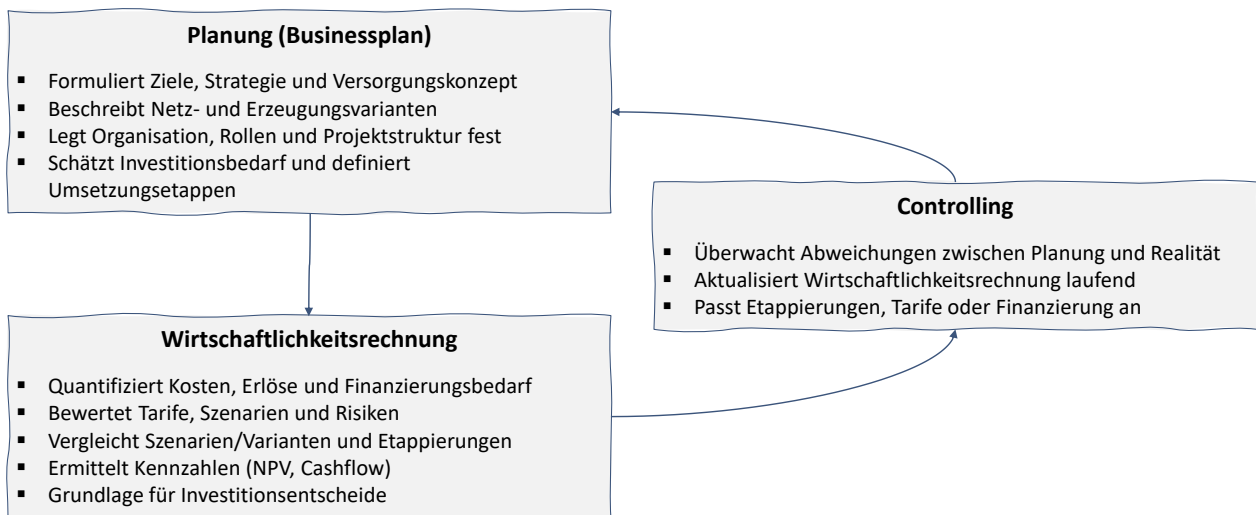
Die Kosten- und Tarifierleitung sollte nachvollziehbar gestaltet werden. Das bedeutet, dass der Prozess der Tarifierung und die einzelnen Elemente der Kostenrechnung und Tarifierung begründet und dokumentiert werden. Eine gute Dokumentation enthält eine Beschreibung des Vorgehens und der gewählten Methode bzw. Variante sowie die Berechnung bzw. Herleitung der verwendeten Werte.

Eine gute Dokumentation ist wichtig, damit die Entscheidungsträger (Geschäftsleitung oder Verwaltungsrat) eine solide Informationsgrundlage haben. Ausserdem erhöht eine gute Dokumentation die Effizienz der internen Prozesse, sichert den internen Wissenstransfer und ist Voraussetzung für die Überwachung der Wirtschaftlichkeit. Eine nachvollziehbare Dokumentation ist auch nützlich als Grundlage zur Beantwortung externer Anfragen.

2. Planung und Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Planung eines thermischen Netzes erfordert eine systematische Aufbereitung der relevanten technischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Grundlagen. Während der Businessplan die strategische Ausrichtung und die Umsetzungsschritte definiert, stellt die Wirtschaftlichkeitsrechnung sicher, dass das Projekt über den gesamten Lebenszyklus finanziell tragfähig bleibt.

Abbildung 1 Planung, Wirtschaftlichkeitsrechnung und Controlling als Zyklus



Quelle: Eigene Darstellung.

Empfehlung

1. Businessplan erstellen

Für neue Netze, grössere Erweiterungen oder wesentliche Investitionen einen Businessplan erstellen.

2. Realistische Annahmen treffen

Anschlussquote, Absatzmengen, Investitionskosten, Betriebskosten, Energiepreise und Fördermittel vorsichtig und nachvollziehbar schätzen.

3. Wirtschaftlichkeit überprüfen

Prüfen, ob das Netz oder die Investition über den Betrachtungszeitraum tragfähig ist.

4. Finanzierung abbilden

Kapitalbedarf, Eigen- und Fremdkapital, Fördermittel und Liquidität darstellen.

5. Sensitivitäten rechnen

Zentrale Risiken prüfen, insbesondere Anschlussquote, Baukosten, Energiepreise, Absatzentwicklung und Zinssatz.

6. Controlling durchführen

Planung regelmässig mit Ist-Werten vergleichen und bei Bedarf aktualisieren.

7. Marktbearbeitung und Anschlussverdichtung steuern

Kundengewinnung, Anschlussquote und Verdichtungsmöglichkeiten systematisch prüfen und in Businessplan, Wirtschaftlichkeitsrechnung und Ausbauplanung berücksichtigen.

8. Wirtschaftlichkeit bei Netzanschlüssen prüfen

Vor grösseren oder besonderen Neuanschlüssen deren Wirtschaftlichkeit und Beitrag zur Gesamtwirtschaftlichkeit beurteilen.

9. Dokumentieren

Annahmen, Varianten, Entscheide und Anpassungen festhalten

2.1 Businessplan

Bevor ein thermisches Netz realisiert wird oder vor wichtigen Erweiterungs- oder Investitionsentscheidungen, ist eine sorgfältige technische und wirtschaftliche Planung notwendig. Gute Hilfestellungen dazu sind das «Planungshandbuch Thermische Netze» (Arbeitsgemeinschaft QM Thermische Netze, 2025) und der «Leitfaden für Gemeinden: Organisation und Finanzierung thermischer Netze» (econcept AG and Ramboll Schweiz AG, 2025).

Für die wirtschaftliche Planung unabdingbar ist die Erstellung eines Businessplans. Er bildet die zentrale Grundlage für die Planung, Bewertung und Umsetzung von thermischen Netzen. Gerade aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen, der langen Projektlaufzeiten und der Vielzahl beteiligter Akteure ist eine strukturierte Dokumentation unverzichtbar.

Ein Businessplan beschreibt, wie ein thermisches Netz aufgebaut, erweitert oder weiterentwickelt werden soll und unter welchen Annahmen es wirtschaftlich tragfähig betrieben werden kann. Er bündelt die wichtigsten technischen, organisatorischen, finanziellen und marktbezogenen Grundlagen und dient als Entscheidungsgrundlage für Betreiber, Eigentümer, Finanzierungspartner, Gemeinden und weitere Beteiligte.

Ein Businessplan ist insbesondere bei neuen Netzen, grösseren Erweiterungen, wesentlichen Ersatzinvestitionen, neuen Wärme- oder Kältequellen, Änderungen des Betriebsmodells oder bei der Aufnahme von Fremdkapital sinnvoll. Für kleine und mittlere Betreiber muss der Businessplan nicht unnötig umfangreich sein. Entscheidend ist, dass die zentralen Annahmen dokumentiert, realistisch gewählt und regelmässig überprüft werden.

2.1.1 Wozu einen Businessplan erstellen?

Strategische Orientierung: Zielklarheit

Der Businessplan beschreibt die energiepolitischen Ziele, die Rolle des thermischen Netzes im lokalen Versorgungssystem sowie die langfristige Entwicklungsstrategie. Dies unterstützt die Stakeholder wie Gemeinden und Projektpartner dabei, gemeinsame Prioritäten und Ausbaupfade festzulegen.

Prüfung der Machbarkeit: realistische Einschätzung der Chancen und Herausforderungen

Der Businessplan analysiert Wärmequellen, Netzkonfigurationen, Anschlussdichten, Versorgungskonzepte und regulatorische Rahmenbedingungen. Damit wird frühzeitig sichtbar, ob das Projekt technisch umsetzbar ist und welche Voraussetzungen auf kommunaler, baulicher und organisatorischer Ebene erfüllt sein müssen.

Wirtschaftliche Bewertung: finanzielle Planbarkeit

Der Businessplan beinhaltet Investitionsbedarf, Betriebskosten, Erlösmodelle und Wirtschaftlichkeitskennzahlen. Er dient als zentrale Grundlage, um Finanzierungsmodelle (z. B. Eigenkapital, Fremdkapital, Contracting) zu entwickeln und den Kapitalbedarf über die Projektlaufzeit planbar zu machen.

Dies erleichtert sowohl die Budgetierung als auch die spätere Steuerung des Projekts.

Entscheidungsgrundlage für Dritte: Transparenz für Banken, Behörden und politische Gremien

Ein Businessplan stellt alle notwendigen Informationen zusammen, damit Gemeinderäte, Parlamente oder Verwaltungsorgane Entscheidungen über Konzessionen, Beteiligungsmodelle oder Investitionsfreigaben auf einer transparenten Basis treffen können.

Zudem bündelt er alle relevanten Informationen in einer Form, die für Banken und andere Finanzierungsinstitutionen oder Projektpartner transparent und prüfbar ist. Dadurch können Finanzierungsentscheidungen fundiert getroffen werden.

Grundlage für Organisation und Umsetzung: Klärung der Rollen und Verantwortlichkeiten

Der Businessplan definiert, welche Aufgaben bei Gemeinde, Versorger, Partnerunternehmen oder einer allfälligen Projektgesellschaft (z. B. AG, GmbH) liegen. Dadurch wird die Projektorganisation frühzeitig geregelt und die spätere Zusammenarbeit erleichtert.

Zudem beschreibt er die Aufgaben, Prozesse und Zeitpläne. Dies unterstützt die interne Abstimmung und stellt sicher, dass Verantwortlichkeiten klar geregelt sind.

Risikobewertung und -steuerung

Der Businessplan identifiziert technische, wirtschaftliche, regulatorische und nachfrageseitige Risiken (z. B. Anschlussquote, Baukosten, Verzögerungen), bewertet deren mögliche Auswirkungen und zeigt geeignete Massnahmen zur Risikominimierung auf. Dies ist insbesondere für Gemeinden und Investoren zentral, um Haftungs- und Budgetrisiken einschätzen zu können.

Kommunikationsinstrument

Ein Businessplan erleichtert die Abstimmung zwischen beteiligten Stellen wie Gemeinde, Energieversorger, verschiedenen Fachbereichen, Planungsbüros und Finanzierungsinstitutionen. Er schafft Transparenz und dient als gemeinsame Grundlage für Gespräche, Genehmigungen und Verhandlungen.

2.1.2 Inhalte eines Businessplans

Ein Businessplan besteht aus mehreren zentralen Elementen, die zusammen die Idee, Umsetzung und Wirtschaftlichkeit eines Projekts oder Unternehmens abbilden. Eine klassische Gliederung, wie sie auch für andere Energie- und Infrastrukturprojekte verwendet wird, kann folgendermassen aussehen:

- **Zusammenfassung**
 - Kurzfassung mit den wichtigsten Aussagen: Idee und Ziele, Marktpotenzial und Finanzbedarf
- **Unternehmensbeschreibung**
 - Hintergrund, rechtliche Struktur, Eigentumsverhältnisse, Standort, Vision und Mission
- **Ausgangslage und Zielsetzung**
 - Beschreibung des heutigen Wärmebedarfs im Versorgungsgebiet
 - Energiepolitische Ziele von Bund, Kanton und Gemeinde
 - Rolle des thermischen Netzes in der lokalen Wärmeversorgung
 - Erwarteter Beitrag zu Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Energieeffizienz
- **Versorgungsgebiet, Markt und Nachfrage**
 - Abgrenzung des potenziellen Netzgebiets
 - Gebäudestruktur, Anschlussdichten, Sanierungsstände
 - Ermittlung des Energie- und Leistungsbedarfs (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Kälte)
 - Prognosen zur Nachfrageentwicklung, insbesondere unter Berücksichtigung von Verdichtung, Ersatzneubauten, Sanierungen sowie klimawandelbedingter Veränderungen des Heiz- und Kühlbedarfs
 - Besteht eine Anschlusspflicht? Beispielsweise kann eine Anschlusspflicht helfen, die erforderliche Energiedichte im Netz zu erreichen (Marktumfeld). Eine solche Anschlusspflicht kann jedoch auch einen Einfluss auf die Beurteilung haben, ob ein Versorgungsunternehmen marktbeherrschend ist (Regulierungsrahmen).
- **Wärmequellen und Versorgungskonzept**
 - Identifikation und Bewertung geeigneter Wärmequellen und deren Verfügbarkeit über den Planungshorizont (Abwärme, ARA, KVA, Holz, Geothermie, Seewasser etc.)

- Erzeugungskonzept inkl. Redundanz und Spitzenlast
- Bewertung der saisonalen Verfügbarkeit und Integration in Mehrquellen-Systemen
- Berücksichtigung der Temperaturstrategie (Hoch-/Mittel-/Niedertemperaturnetz)
- **Netzkonzept und technische Auslegung**
 - Varianten der Netzführung und Trassenplanung
 - Hydraulisches Konzept, Dimensionierung, Druckhaltung
 - Anforderungen an Übergabestationen
 - Speicherlösungen (kurzzeitig und/oder saisonal)
 - Schnittstellen zu bestehenden Infrastrukturen
 - Flexibilisierung und Sektorkopplung zur Kostenoptimierung
- **Organisations- und Betriebsmodell**
 - Varianten der Projektträgerschaft (Gemeinde, Energieversorger, AG, Contracting)
 - Rollen, Verantwortlichkeiten und Führung/Steuerung
 - Betriebskonzept (Monitoring, Wartung, Störungsmanagement)
 - Anforderungen an Personal, Know-how und Dienstleister
- **Regulatorische und rechtliche Grundlagen**
 - Baurechtliche Anforderungen und Bewilligungsverfahren
 - Konzessionen, Dienstbarkeiten und Eigentumsfragen
 - Vorgaben aus kantonaler Energiegesetzgebung und Raumplanung
 - Anforderungen an Anschlussverpflichtungen oder -anreize
 - Kartellgesetz und Preisüberwachungsgesetz: in Abhängigkeit der Beurteilung der Marktmacht gegenüber Endverbrauchern
- **Investitionen, Wirtschaftlichkeit (vgl. auch Abschnitt 2.2) und Finanzierung**
 - Langfristige Kostenplanung: idealerweise in der Form, wie die Kosten im laufenden Betrieb erfasst werden (vgl. Abschnitt 4.5)
 - Investitionskosten (Erzeugung, Netz, Speicher, Übergabestationen)
 - Betriebskosten und Instandhaltung
 - Vertrieb und Verwaltung
 - Langfristige Erlösplanung: Einnahmemodelle und Tarifstruktur (Arbeits-, Leistungs-, Grundpreis)
 - Finanzierung: Kapitalbedarf, Eigen- und Fremdkapital, Fördermittel und Risikogarantien
 - Sensitivitätsanalysen zu Anschlussquote, Energiepreisen und Kostenentwicklung
- **Chancen, Risiken, Massnahmen**
 - Technische Risiken (Verfügbarkeit von Wärmequellen, Baugrund, Netzverluste)
 - Wirtschaftliche und marktseitige Risiken (Anschlussquote, Nachfrageentwicklung)
 - Organisatorische Risiken (Ressourcen, Kompetenzen, Projektkoordination)
 - Massnahmen zur Risikominimierung
- **Zeit- und Umsetzungsplanung**
 - Etappierung des Baus von Netz und Energieerzeugungsanlagen
 - Vorsehen von «Sollbruchstellen», falls sich das Projekt verzögert oder Risiken eintreten
 - Planung von Bewilligungen, Bauphasen und Inbetriebnahme
 - Planung des schrittweisen Kundenanschlusses
- **Kommunikations- und Stakeholderkonzept**
 - Abstimmung mit Grundeigentümern, Bevölkerung, Gewerbe und Politik
 - Vorgehen bei Kundengewinnung
 - Transparente Kommunikation zu Tarifstruktur und Projektfortschritt an relevante Zielgruppen

Der Umfang und die Tiefe des Businessplans sollen zur Grösse und Komplexität des Netzes passen. Bei kleineren Netzen kann eine schlanke Darstellung mit den wichtigsten Annahmen, Kosten, Erlösen und Risiken genügen. Bei grösseren Netzen, kommunalen Trägerschaften, externen Finanzierungspartnern oder mehreren Ausbaustapen ist eine detailliertere Ausarbeitung zweckmässig.

Aus Sicht der Kapitalgeber und auch für die interne Entscheidungsfindung ist es wichtig, dass der Businessplan bzw. die dahinterstehenden Annahmen möglichst realistisch gestaltet werden. Zu optimistische Annahmen können dazu führen, dass ein thermisches Netz auf Basis der falschen Entscheidungsgrundlagen realisiert wird. Unter Umständen führt dies zu Verlusten für die Kapitalgeber oder gefährdet den operativen Betrieb. Die Annahmen sollten keinesfalls einem bestmöglichen Schönwetterzenario entsprechen, sondern realistisch und transparent dokumentiert/begründet sein.

Weil zum Voraus schwierig zu beurteilen ist, welche Annahmen «realistisch» sind, sollten immer auch «negative Szenarien» und «Stressszenarien» gerechnet bzw. deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit gezeigt werden. Beispiele dafür können sein:

- Eine kritische Verzögerung bei einer Baubewilligung
- Ein starker Anstieg von Beschaffungspreisen (Holz, Gas oder Elektrizität)
- Der Wegfall einer wichtigen Energiequelle
- Eine unerwartet niedrige Anschlussquote (z. B. 20 Prozent niedriger als geplant) oder der Wegfall eines Schlüsselkunden
- Stärkerer Wärmeabsatzrückgang als erwartet (z. B. Sanierungsrate verdoppelt sich, Anzahl Heizgradtage sinkt schneller als geplant)
- Höhere Investitionskosten (z. B. 20 Prozent höher als geplant)
- Höhere Finanzierungskosten (höherer Fremdkapitalzins oder WACC)
- Eine wichtige Mitarbeiterin verlässt das Unternehmen

Die Auswirkungen dieser Szenarien sollten dann eingeordnet werden: Wie wahrscheinlich ist das Szenario und was ist die Auswirkung auf den technischen Betrieb und die Wirtschaftlichkeit? Schliesslich sollten Massnahmen vorgesehen werden, damit die wichtigsten Risiken so weit wie möglich minimiert werden (Risikomanagement: Planung von «Sollbruchstellen» im Projekt, Verfügbarkeit redundanter Energieträger, Abschluss von Versicherungen, strukturierte Beschaffung, unternehmensinterne Dokumentation, mögliche zusätzliche Versorgungsgebiete/Kunden).

2.2 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist integraler Bestandteil des Businessplans. Während der Businessplan häufig einmalig vorausschauend erstellt wird und auch die strategische Ausrichtung, die Projektorganisation und die geplante Umsetzung beschreibt, prüft die Wirtschaftlichkeitsrechnung, ob ein thermisches Netz unter verschiedenen Rahmenbedingungen finanziell tragfähig betrieben werden kann oder rückblickend betrieben wurde.

Sie dient somit als zentrales Instrument zur Bewertung der Investitions- und Betriebskosten, zur Überprüfung der Tarifgestaltung sowie zur Entscheidungsfindung für Etappierungen und Finanzierungsmodelle. Anders als der Businessplan wird die Wirtschaftlichkeitsrechnung über den gesamten Projektverlauf regelmässig aktualisiert.

2.2.1 Wirtschaftlichkeitsrechnung für das thermische Netz

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung enthält die Analyse der Kosten (wie z. B. in der in Abschnitt 4.5 beschriebenen Struktur), der Erlöse sowie der zentralen Finanzierungskennzahlen vorausschauend (für den Businessplan oder eine Mittelfristplanung) oder rückblickend.

- **Kosten- und Erlösanalyse von der Inbetriebnahme über den Planungshorizont**
 - Ist-Kosten für die Vergangenheit, Plan-Kosten für die Zukunft
 - Einschätzung der zukünftigen Kosten der Energieproduktion und -beschaffung regelmässig unter Berücksichtigung der gesetzlichen Auflagen wie Dekarbonisierung, CO₂-Preis, etc. prüfen

- Sinnvolle Gliederung und Herleitung der Kosten: Jahresabschluss und Betriebsbuchhaltung für Ist-Werte, transparent hergeleitete Planungswerte (vgl. Arbeitsgemeinschaft QM Thermische Netze, 2025).
- Ist-Erlöse für die Vergangenheit, Plan-Erlöse für die Zukunft (unter Berücksichtigung der Wettbewerbssituation)
- **Darstellung der Mengenentwicklungen**
 - Entwicklung von Energieabsatz, abonnierter/installierter Leistung, Anzahl Anschlüsse und Anschlussgrad, Abgleich effektive Werte mit geplanten Werten
 - Entwicklung von Energieeinkauf und -produktion
 - Entwicklung der Heizgradtage
- **Entwicklung zentraler Wirtschaftlichkeitsindikatoren**
 - Nettobarwert (Net Present Value, NPV): Diskontierte zukünftige Gewinne
 - Cashflow-Entwicklung: Liquidität über die Projektlaufzeit, Frühwarnindikator für Liquiditätsengpässe
 - Rendite des investierten Kapitals
 - Kennzahlen zu Anlagenwerten: Durchschnittlicher Anschaffungs- und Restwert der Leitungen, Restlebensdauer (Restwert ÷ Abschreibungen)
 - Gesamtkosten pro Anschluss und pro gelieferte Energiemenge
 - Durchschnittliche Energiebereitstellungskosten
- **Szenarien/Sensitivitätsanalysen**
 - Vergleich verschiedener Szenarien oder Ausbauvarianten anhand der Wirtschaftlichkeitsindikatoren

2.2.2 Controllingprozess

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung sollte nicht nur zu Beginn eines Projekts erstellt, sondern regelmässig aktualisiert werden. Im Controlling werden die tatsächlichen Entwicklungen mit den Planwerten verglichen. Dazu gehören insbesondere Investitionskosten, Anschlussquote, Absatzmengen, Energiepreise, Betriebskosten, Erlöse, Liquidität und Finanzierungsbedingungen.

Indem Abweichungen zwischen Realität und Planung jährlich analysiert werden, kann frühzeitig erkannt werden, ob es zu einer Schieflage kommt, und es können Massnahmen abgeleitet werden. Mögliche Massnahmen sind etwa eine Anpassung der Etappierung, eine Überprüfung der Tarifstruktur, zusätzliche Kundengewinnung, technische Optimierungen, die Anpassung der Energieproduktion oder eine Überprüfung des Finanzierungskonzepts.

Das Controlling verbindet damit Businessplan, Kostenrechnung, Tarifberechnung und Wirtschaftlichkeitsrechnung. Es stellt sicher, dass der Betreiber nicht nur einmalig plant, sondern die wirtschaftliche Entwicklung des thermischen Netzes laufend steuert.

Neben der langfristigen Wirtschaftlichkeit ist die Liquidität separat zu überwachen. Gerade in Aufbau- und Erweiterungsphasen fallen Investitionen oft deutlich früher an als die entsprechenden Erlöse. Ein Projekt kann über den gesamten Betrachtungszeitraum wirtschaftlich erscheinen, aber dennoch temporäre Finanzierungslücken aufweisen. Deshalb sollten Cashflow, Liquiditätsbestand, Kreditrahmen und Schuldendienst regelmässig überprüft werden.

Tabelle 1 Controlling

Prüffeld	Frage	Mögliche Indikatoren	Mögliche Massnahme
Gesamtrentabilität	Entwickelt sich das Netz wirtschaftlich wie geplant?	Rendite des eingesetzten Kapitals, Ergebnisentwicklung	Businessplan aktualisieren, Ausbaupfad überprüfen, Investitionen priorisieren
Investitionen	Liegen die Baukosten im planmässigen Bereich?	Abweichung Baukosten zu Budget, Investitionskosten pro Anschluss, Investitionskosten pro Trassenmeter	Etappierung, Projektumfang oder Finanzierung prüfen
Kostendeckung	Sind die Tarife kostendeckend?	Kosten-Erlös-Abgleich	Tarifstruktur/-höhe oder Anpassungsmechanismus prüfen, Kostenbasis analysieren
Absatz und Anschlussdichte	Entwickeln sich Anschlussquote, Leistung und Absatz wie geplant?	Anzahl Anschlüsse, Anschlussleistung, MWh-Absatz, Energiedichte, Auslastung	Kundengewinnung verstärken, Ausbaugebiet anpassen, Schlüsselkunden sichern, Etappierung prüfen
Marktfähigkeit der Tarife	Sind die Tarife aus Kundensicht konkurrenzfähig?	Vollkostenvergleich mit Alternativen, Kundenfeedback, Abschlussquote, Kündigungen, Preisniveau je Kundensegment	Tarifstruktur anpassen, Anschlussbeiträge prüfen, Kommunikation verbessern, Kosten senken
Energiebeschaffung und Produktion	Entwickeln sich Beschaffungs- und Produktionskosten wie erwartet?	Kosten pro MWh Wärme/Kälte, Anteil Spitzenlast, Brennstoff-/Strompreise, Verfügbarkeit Wärmequellen	Produktionsmix optimieren, Beschaffungsstrategie anpassen, neue Wärmequellen prüfen
Betrieb und Instandhaltung	Entsprechen Betriebskosten und technische Effizienz den Erwartungen?	Betriebskosten pro MWh oder km, Netzverluste, Rücklaufftemperaturen, Störungen, Instandhaltungskosten	Netzbetrieb optimieren, TAB durchsetzen, Rücklaufftemperaturen senken, Instandhaltungsplanung anpassen
Finanzierungskosten	Entwickeln sich Kapitalkosten und Finanzierung wie geplant?	Fremdkapitalzinssätze, Fremdkapitalquote, Schuldendienst	Refinanzierung prüfen, Laufzeiten anpassen, Kapitalstruktur überprüfen
Liquidität	Reichen die verfügbaren Mittel jederzeit aus, um Betrieb, Schuldendienst und Investitionen zu finanzieren?	Cashflow, Liquiditätsbestand, freier Kreditrahmen, kurzfristiger Finanzierungsbedarf, Schuldendienstdeckungsgrad	Kapitalbedarf, Laufzeiten, Fördermittel oder Kreditlinien prüfen
Risiken	Haben sich zentrale Risiken verändert?	Abweichung von Sensitivitäten, neue regulatorische Vorgaben, Ausfall Schlüsselkunden, Verzögerungen	Risikomanagement aktualisieren, Reserven prüfen, Sollbruchstellen aktivieren, Szenarien neu rechnen, WACC aktualisieren

2.2.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung für einzelne Anschlüsse

Neben der Wirtschaftlichkeitsrechnung für das gesamte thermische Netz kann eine separate Wirtschaftlichkeitsrechnung für einzelne Anschlüsse sinnvoll sein. Sie zeigt, ob ein konkreter Anschluss aus Sicht des Betreibers wirtschaftlich tragfähig ist und welchen Beitrag er zur Gesamtwirtschaftlichkeit des Netzes leistet.

Eine solche Betrachtung empfiehlt sich insbesondere bei grossen Kunden, langen Anschlussleitungen, hohen kundenspezifischen Investitionen, besonderen technischen Anforderungen oder individuell verhandelten Anschlussbeiträgen und Tarifen.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung für einen einzelnen Anschluss umfasst insbesondere:

- **Kosten des Anschlusses**
 - Investitionskosten für Hausanschlussleitung, Tiefbau, Übergabestation, Mess- und Regeltechnik
 - Anteilige Kosten für Netzverstärkungen oder zusätzliche Leistungsvorhaltung der vorgelagerten Infrastruktur
 - Planungs-, Projektierungs-, Akquisitions- und Vertragskosten
 - Laufende Betriebs-, Mess-, Abrechnungs- und Instandhaltungskosten
 - Kundenspezifische Zusatzkosten, z. B. für besondere Temperaturanforderungen oder Redundanz
- **Erlöse des Anschlusses**
 - Einmalige Anschlussbeiträge oder Kostenbeiträge
 - Wiederkehrende Erlöse aus Arbeits-, Leistungs-, Grund- und Messpreisen
 - Erwarteter Energieabsatz, Anschlussleistung und Vertragslaufzeit
 - Erwartete Preisentwicklung, Indexierung oder periodische Tarifierpassung
- **Technische und mengenbezogene Grundlagen**
 - Jährlicher Energieabsatz
 - Anschlussleistung
 - Lastprofil und Benutzungsdauer
 - Saisonale Verteilung des Bezugs
 - Rücklauftemperatur und technische Anschlussqualität
 - Auswirkungen auf Netzverluste, Pumpenergie und Netzkapazität
- **Wirtschaftliche Beurteilung**
 - Nettobarwert oder Amortisationsdauer des Anschlusses
 - Deckungsbeitrag nach variablen Kosten
 - Beitrag zur Deckung fixer Netz- und Verwaltungskosten
 - Kosten pro angeschlossene Leistung und pro gelieferter Energiemenge
 - Ggf. Sensitivitäten zu Anschlusskosten, Absatz, Anschlusszeitpunkt und Vertragsdauer

Ein einzelner Anschluss muss nicht in jedem Fall isoliert vollständig kostendeckend sein. Er kann wirtschaftlich dennoch sinnvoll sein, wenn er einen Beitrag zur Deckung der fixen Kosten des thermischen Netzes leistet, z. B. durch Netzverdichtung oder Verbesserung der Auslastung. Eine vorübergehende Unterdeckung kann auch strategisch begründet sein, wenn weitere Anschlüsse geplant sind, welche den gleichen Leitungsstrang nutzen.

Wenn ein Anschluss dauerhaft nicht kostendeckend ist, sollten die Auswirkungen auf das Gesamtnetz und auf die übrigen Kunden bekannt und bewusst akzeptiert sein. Um die Wirtschaftlichkeit des gesamten thermischen Netzes nicht zu gefährden, sollte angestrebt werden, dass einzelne Anschlüsse mindestens ihre direkten variablen Kosten und individuellen Anschlusskosten decken und nicht durch andere Kunden mitfinanziert werden.

2.3 Marktbearbeitung und Vertrieb

Marktbearbeitung und Vertrieb sind kein nachgelagerter Verkaufsschritt, sondern eine zentrale Grundlage. Anschlussquote, Anschlusszeitpunkte und Absatzmengen bestimmen wesentlich, ob ein Netz tragfähig ist.

Thermische Netze weisen hohe Anfangsinvestitionen auf. Deshalb sollte der Ausbau grundsätzlich erst erfolgen, wenn eine ausreichende Kundennachfrage gesichert ist und die Wirtschaftlichkeit der geplanten Ausbaustufe plausibel nachgewiesen werden kann. Die Marktbearbeitung und der Vertrieb sind damit nicht nur kommunikative Aufgaben, sondern zentrale Bestandteile der wirtschaftlichen Projektentwicklung.

Bereits in der Planungsphase ist zu klären, welche Kunden für den Aufbau oder die Erweiterung des Netzes entscheidend sind. Besonders wichtig sind Schlüsselkunden mit hohem oder langfristig stabilem Wärme- oder Kältebedarf, da sie die Grundauslastung verbessern und die Wirtschaftlichkeit einer ersten Ausbaustufe wesentlich beeinflussen können. Gleichzeitig sind Verdichtungsmöglichkeiten im bestehenden oder geplanten Netzgebiet konsequent zu prüfen, da zusätzliche Anschlüsse in bereits erschlossenen Gebieten häufig deutlich wirtschaftlicher sind als Netzerweiterungen in neue Gebiete.

Die Marktbearbeitung sollte eng mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung verbunden werden. Anschlussquote, Anschlusszeitpunkt, erwarteter Energieabsatz, Anschlussleistung und kundenseitige Investitionsbereitschaft sind nicht nur Vertriebsinformationen, sondern zentrale Eingangsgrößen für Businessplan, Etappierung, Finanzierung und Tarifgestaltung.

Für die Marktbearbeitung und den Vertrieb empfiehlt sich insbesondere:

- **Zielkunden identifizieren**
 - Relevante Kundengruppen im Versorgungsgebiet bestimmen, z. B. Mehrfamilienhäuser, öffentliche Gebäude, Gewerbe, Industrie, Areale oder Grossverbraucher
 - Schlüsselkunden mit hoher Anschlussleistung oder stabilem Absatzpotenzial frühzeitig ansprechen
 - Sanierungszyklen, Heizungersatz, Eigentümerstruktur und Entscheidungsprozesse berücksichtigen
 - Kunden mit besonderen Anforderungen, z. B. Prozesswärme, Kältebedarf oder Redundanz, separat beurteilen
- **Anschluss- und Verdichtungspotenziale systematisch prüfen**
 - Bestehende und geplante Netzgebiete hinsichtlich zusätzlicher wirtschaftlicher Anschlüsse analysieren
 - Verdichtungen im bestehenden Netz prioritär prüfen, bevor neue Ausbaugebiete erschlossen werden
 - Gebäude mit hohem Wärmebedarf, kurzer Anschlussdistanz und geeigneter technischer Ausgangslage priorisieren
 - Synergien mit Strassensanierungen, Werkleitungsbau, Arealentwicklungen oder Gebäudesanierungen nutzen
 - Befristete Anschlussanreize nach Erstellung neuer Leitungsabschnitte prüfen, z. B. reduzierte oder erlassene Anschlussbeiträge bei frühzeitigem Anschluss und höhere Anschlussbeiträge bei späterem Anschluss²
- **Wirtschaftlichkeit von Ausbaustufen absichern**
 - Ausbaustufen erst freigeben, wenn ausreichend Anschlüsse gesichert sind oder verbindliche Absichtserklärungen vorliegen
 - Mindestanschlussquote, Mindestabsatz oder Mindestleistung je Etappe definieren
 - Wirtschaftlichkeit der Etappe anhand realistischer Anschlusszeitpunkte und Absatzmengen prüfen
 - Sollbruchstellen vorsehen, falls Anschlusszusagen, Bewilligungen oder Fördermittel nicht wie geplant eintreten
- **Kundensicht und Konkurrenzfähigkeit berücksichtigen**
 - Vollkosten des thermischen Netzes aus Kundensicht mit relevanten Alternativen vergleichen

² Beispielsweise könnte in den ersten zwei bis fünf Jahren nach der Erstellung eines Leitungsabschnittes ein reduzierter Anschlussbeitrag in Rechnung gestellt werden; spätere Anschlüsse können verursachergerecht mit höheren Anschlussbeiträgen belastet werden. Dadurch werden frühzeitige Anschlüsse gefördert und nachträgliche Tiefbau- und Anschlusskosten reduziert.

- Bereits im Ausbaubereich bestehende erneuerbare Wärme-/Kältesysteme beobachten
 - Anschlussbeiträge, laufende Tarife, kundenseitige Investitionen und Betriebsrisiken transparent darstellen
 - Vorteile wie Komfort, Versorgungssicherheit, geringerer eigener Betriebsaufwand, Platzgewinn und Dekarbonisierung kommunizieren
 - Rückmeldungen aus Kundengesprächen in Tarifgestaltung, Anschlussmodell und Kommunikation aufnehmen
- **Kommunikation frühzeitig planen und aktiv führen³**
 - Relevante Zielgruppen bestimmen, z. B. Gebäudeeigentümer, Verwaltungen, Mietende, Gewerbe, Industrie, politische Entscheidungsträger, Verwaltung, Medien und Bevölkerung
 - Nutzen des thermischen Netzes verständlich erklären, insbesondere Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung, Komfort, geringerer eigener Betriebsaufwand und langfristige Planbarkeit
 - Projektstand, Zeitplan, Bauphasen, Anschlussmöglichkeiten und Entscheidungsfristen transparent kommunizieren
 - Tarifstruktur, kundenseitige Investitionen und Vertragsbedingungen nachvollziehbar erläutern
 - Einschränkungen während Bauphasen, etwa Strassensperrungen, Lärm oder Zugangsbeschränkungen, frühzeitig ankündigen
 - Geeignete Kommunikationsmittel einsetzen, z. B. Informationsveranstaltungen, persönliche Kundengespräche, Schreiben an Eigentümer, Website, FAQ, Medienmitteilungen oder Baustelleninformationen
 - Rückmeldungen systematisch erfassen und in Marktbearbeitung, Ausbauplanung, Tarifgestaltung und Projektkommunikation zurückspielen
- **Vertrieb organisatorisch verankern**
 - Verantwortlichkeiten für Kundengewinnung, Angebotserstellung, Vertragsabschluss und Kundenbetreuung festlegen
 - Vertriebsaktivitäten mit technischer Planung, Wirtschaftlichkeitsrechnung und Bauetappierung abstimmen
 - Liste potenzieller Anschlüsse führen und regelmässig aktualisieren, Kunden transparent informieren
 - Status der Kundengewinnung im Controlling berücksichtigen
- **Verbindlichkeit schrittweise erhöhen**
 - Erste Interessenbekundungen dokumentieren
 - Absichtserklärungen oder Vorverträge einholen, soweit sinnvoll
 - Bedingungen für definitive Anschlussverträge klar regeln
 - Anschlusszeitpunkte, Leistung, erwartete Mengen, Anschlussbeiträge und technische Anforderungen frühzeitig klären

Die Ergebnisse der Marktbearbeitung sollten laufend in Businessplan und Wirtschaftlichkeitsrechnung zurückgespielt werden. Verändern sich Anschlussquote, Anschlusszeitpunkte, Absatzmengen oder Kundensegmente wesentlich, sind Ausbaupfad, Investitionsplanung, Finanzierung und Tarife entsprechend zu überprüfen.

Ein Ausbau in Gebiete mit unsicherer Nachfrage oder niedriger Energiedichte sollte nur erfolgen, wenn die wirtschaftlichen Auswirkungen bekannt sind und bewusst getragen werden. Falls der Ausbau politisch getrieben ist, sollten die Entscheidungsträger rechtzeitig über die finanziellen Konsequenzen, auch für andere Kunden, informiert werden. In vielen Fällen ist es wirtschaftlich sinnvoller, zunächst bestehende Netzgebiete zu verdichten oder Erweiterungen zeitlich zu verschieben, als frühzeitig in schwach gesicherte Ausbaubereiche zu investieren.

³ Zu diesem Thema publiziert EnergieSchweiz im Juni 2026 die Checkliste «Kommunikation zu thermischen Netzen – Empfehlungen für Gemeinden» (EnergieSchweiz, 2026).

3. Systemgrenzen

Die Systemgrenzen sind die Grundlage dafür, welche Anlagen, Tätigkeiten, Kosten und Erlöse dem thermischen Netz zugeordnet werden. Sie ermöglichen damit eine konsistente, spartenbezogene Kostenrechnung, Tarifierleitung und Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.

Empfehlung

1. Grenzen zum Endverbraucher dokumentieren

An der Grenze zwischen dem System «thermisches Netz» und Kundenanlagen Eigentum, Aufgaben und Verantwortungen des Betreibers und des Endverbrauchers definieren.

2. Grenzen zu anderen Geschäftsbereichen dokumentieren

Aktivitäten zur Erfüllung der Aufgaben des Systems «thermisches Netz» gegenüber Aktivitäten anderer Geschäftsbereiche abgrenzen, insbesondere bei den Leistungen, die durch den BTN selbst erbracht werden.

Der Betreiber des thermischen Netzes (BTN) ist verantwortlich für die Wärme- oder Kältelieferung an seine Kunden über eine Netzinfrastruktur. Die Kosten eines thermischen Netzes und die daraus ermittelten Tarife dürfen nur Elemente enthalten, die zum System «thermisches Netz» gehören. Deshalb muss die Systemgrenze zwischen dem thermischen Netz und anderen Geschäftsbereichen definiert werden (siehe Abschnitt 3.1).

Je nach Organisationsform und Grad der Zusammenarbeit mit Partnern kann ein BTN z. B. als reine Verteilorganisation fungieren (etwa als Rückgrat zur Versorgung von Teilnetzen oder Industriekunden) oder als integrierter Wärmedienstleister auftreten – von der Brennstoffbeschaffung bis zur individuellen Heizkostenabrechnung in Mehrfamilienhäusern. Je nachdem, an welcher Stelle innerhalb der Wertschöpfungskette eines thermischen Netzes die Grenzen gezogen werden, fallen die Kosten entweder beim eigenen Unternehmen an oder werden von Partnern erbracht und entsprechend vergütet. Ob die Leistung von BTN selbst erbracht oder bei Partnern bezogen wird, ist unerheblich für die Systemgrenze. Die Energiebereitstellung gehört immer zum System des thermischen Netzes, auch wenn sie vom BTN nicht selbst erbracht wird.

Es empfiehlt sich zur Erhöhung der Transparenz – etwa für Wirtschaftlichkeitsrechnungen – eine klare Abgrenzung der einzelnen Wertschöpfungsstufen (siehe Abschnitt 3.2).

3.1 Abgrenzung gegenüber anderen Geschäftsbereichen

Das System «thermisches Netz» im Verständnis dieses Leitfadens umfasst den blauen Bereich in der nachfolgenden Abbildung 2:

- Sicherstellung der Energiebereitstellung, einschliesslich der erforderlichen Redundanz- und Backup-Systeme, sei es durch eigene Anlagen oder vertragliche Lösungen
- Aufbau und Betrieb der Netzinfrastruktur, einschliesslich Netzbau, Leitungen, Regelarmaturen und Pumpen sowie Leckageüberwachung
- Aufbau, Betrieb und periodische Kalibrierung der Messinfrastruktur
- Behebung von Störungen bei der Verteilinfrastruktur (Netz) sowie Bereitstellung von Übergangslösungen
- Laufende Optimierung des Netzbetriebs, gegebenenfalls einschliesslich Beteiligungen an kundenseitigen Investitionen, Leistungsüberwachung bei den Endkunden und Monitoring der Rücklauftemperaturen
- Vertrags- und Abrechnungswesen für bestehende und zukünftige Kunden
- Vertriebs- und Marketingaktivitäten im Wärmemarkt



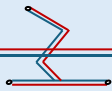

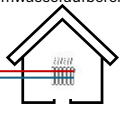
Nicht zu den Kernaktivitäten gehören (grauer Bereich in Abbildung 2):

- Wartung und Unterhalt von Infrastruktur ausserhalb der definierten Systemgrenzen

- Andere Netzdienstleistungen, etwa in den Bereichen Elektrizität, Wasser, Gas oder Telekommunikation (Kostenteiler bei einer gleichzeitigen Erneuerung dieser, zum Beispiel für Tiefbauarbeiten, sollten frühzeitig festgelegt werden)
- Energieproduktion ausserhalb des thermischen Netzes, einschliesslich der Produktion und Vermarktung von Elektrizität
- Übergeordnete Dienstleistungen wie Energieberatung oder Finanzierungsmodelle, Vermietung von Räumlichkeiten

Generell gilt, dass sämtliche direkt mit dem Wärme- oder Kältegeschäft zusammenhängenden Aktivitäten und Investitionen als «Kernaktivitäten» betrachtet werden können.

Abbildung 2 Abgrenzungen des thermischen Netzes

		Energiebereitstellung		Energieverteilung		Endverbraucher
		Energiebeschaffung	Energieumwandlung	Wärme-/ Kälteverteilung	Mess- und Regelwesen	Hausinstallation
Energie und Technik: Bau, Beschaffung und Betrieb	Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> – Primärenergie: Holz, Gas, Strom... – Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> – Heizkessel – Wärmepumpe – Speicher – ... 	<ul style="list-style-type: none"> – Netzpumpen – Leitungsnetz – Zentrale Speicher – Wärme-Übergabestationen 	<ul style="list-style-type: none"> – Netzseitiger Anteil an Übergabestationen: Wärmezähler – Regelsysteme im Netz – Wärmetauscher 	<ul style="list-style-type: none"> – Wärmekreislauf – Abnehmerseitige Regelsysteme – Leitungen im Gebäude – Heizkörper – Warmwasseraufbereitung 
	Aktivitäten	<ul style="list-style-type: none"> – Beschaffung Primärenergie – Beschaffung Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> – Planung und Bau – Betrieb und Unterhalt – Produktion Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> – Planung und Bau – Betrieb und Unterhalt 	<ul style="list-style-type: none"> – Beschaffung, Installation – Intelligente Bewirtschaftung 	<p><i>Bei der Abgrenzung zwischen thermischem Netz und Endverbraucher sind verschiedene Varianten möglich</i></p>
Vertrieb, Verwaltung	Aktivitäten	<ul style="list-style-type: none"> – Anstellungen, Mitarbeiterführung – Administration 	<ul style="list-style-type: none"> – Verkauf/Abrechnung Energie – Anstellungen, Mitarbeiterführung – Administration 	<ul style="list-style-type: none"> – Kundenakquisition, Preisberechnung, Abrechnung – Anstellungen, Mitarbeiterführung – Administration 	<ul style="list-style-type: none"> – Kundenmessung, Datenverarbeitung und -übermittlung 	
Andere Geschäftsbereiche	Anlagen, Aktivitäten	<ul style="list-style-type: none"> – Beschaffung für andere Aktivitäten ausserhalb thermisches Netz 	<ul style="list-style-type: none"> – Produktion für andere Energieabnehmer (Strom, Dampf, ...) – Verkauf 	<ul style="list-style-type: none"> – Andere Infrastrukturen und Dienstleistungen (Energieberatung, Wasserversorgung, ...) 	<ul style="list-style-type: none"> – Andere Infrastrukturen 	

Quelle: Eigene Darstellung.

3.2 Abgrenzung innerhalb des thermischen Netzes

Ein thermisches Netz ist aus unterschiedlichen Funktionseinheiten zusammengesetzt. Je nach Umfang der Verantwortlichkeiten liegen alle oder nur einzelne dieser Funktionseinheiten in der direkten Zuständigkeit des BTN.

Grob werden die folgenden **Wertschöpfungsstufen** unterschieden:

Energiebereitstellung

- Energiebeschaffung: Einkauf der benötigten Primärenergie
- Energieumwandlung: Erzeugung und Bereitstellung von Wärme bzw. Kälte, sowohl Arbeit (MWh) als auch Leistung (MW)

Energieverteilung

- Wärme-/Kälteverteilung einschliesslich Bau und Ausbau der Infrastruktur, Betrieb, Verwaltung, Vertrieb, Abrechnung und Kundenmanagement
- Messwesen und Regelsysteme der Verteilinfrastruktur

Falls weitere Wertschöpfungsstufen in einem Netz vorhanden sind (z. B. Wasseraufbereitung für die Nachspeisung in Netzen mit Direktdampfverbrauchern), können diese ergänzt werden. Die Differenzierung der Wertschöpfungsstufen wird als Grundlage der Kostenermittlung empfohlen, um die Kostenentstehung intern nachvollziehen zu können.

Unterschied zwischen thermischem Netz und Betreiber: Eigenleistung vs. Fremdleistung

Die Wertschöpfungsstufen eines thermischen Netzes können entweder vom Betreiber selbst erbracht oder als (Vor-)Leistungen von Dritten bezogen werden. Die Systemgrenze zwischen der Energiebereitstellung und -verteilung besteht unabhängig davon, ob die Energiebereitstellung durch den BTN selbst erbracht wird oder nicht. Diese Grenze liegt an der Verrechnungsgrenze bzw. Abgrenzungsstelle zwischen der Energielieferung und der Energieverteilung.

Wird beispielsweise Heisswasser aus industrieller Abwärme bezogen, liegt die Grenze zur Energieverteilung des thermischen Netzes an der Messstelle des Übergabepunkts. Wird hingegen Holzbrennstoff für eine eigene Holzfeuerungsanlage angeliefert, gehört die Anlage selbst zum thermischen Netz. Das thermische Netz beginnt in diesem Fall an der Bunker-Abwurfkante der Feuerungsanlage; vorgelagerte Anlagen und Aktivitäten der Primärenergiebereitstellung, insbesondere Beschaffung, Transport und Lagerung des Holzbrennstoffs, werden der Energiebereitstellung zugerechnet. Bewirtschaftet ein BTN selbst Energieressourcen (z. B. Stromproduktionsanlagen, eigene Waldnutzung) zur Erzeugung der Primärenergie, wird diese ebenfalls zur Energiebereitstellung des thermischen Netzes gerechnet.

Die Frage, ob eine Leistung selbst erbracht oder bezogen wird, stellt sich auch bei der Absicherung der Wärmelieferung. So können Reservekessel zur jederzeitigen Sicherstellung der Leistung entweder vom Energielieferanten betrieben (und eingepreist) werden, oder zusätzlich durch den BTN finanziert und betrieben werden. Es werden auch diverse Mischformen beobachtet (z. B. Energielieferant besitzt und unterhält den Kessel, der BTN bezahlt den Brennstoff). Unabhängig davon, wer die Leistung erbringt, gehört die Absicherung der Wärmelieferungen zur Wertschöpfungsstufe der Energiebereitstellung.

Aufgrund historisch gewachsener technischer und vertraglicher Strukturen ist die Abgrenzung der Wertschöpfungsstufen zwischen verschiedenen thermischen Netzen – und teilweise sogar innerhalb eines thermischen Netzes – nicht einheitlich. Für das eigene thermische Netz sollte der BTN die technischen und vertraglichen Grenzen eindeutig dokumentieren. Dies erhöht die Transparenz, erleichtert verlässliche Wirtschaftlichkeitsrechnungen und sorgt dafür, dass Vergleiche – etwa zu Beschaffungspreisen – korrekt interpretiert werden können.

3.3 Abgrenzung gegenüber dem Endverbraucher

Das thermische Netz endet grundsätzlich an der Schnittstelle zum Endverbraucher (weisser Bereich in Abbildung 2).

Die im eigenen thermischen Netz relevanten Abgrenzungen des Eigentums und der Finanzierung zum Endverbraucher sind klar zu dokumentieren. Die Abgrenzung der Finanzierung ist relevant für die Kostenrechnung. Sie ist nicht zwingend identisch mit der Eigentumsgrenze. Das Eigentum ist insbesondere für Haftungsfragen bei Wartung und Unterhalt relevant; unterschiedliche Modelle sind im Planungshandbuch Thermische Netze (Arbeitsgemeinschaft QM Thermische Netze, 2025) beschrieben. Die eindeutige Abgrenzung zwischen Energieverteilung und Endverbraucher schafft Transparenz und trennt die Aufgaben und Verantwortlichkeiten des BTN klar von jenen des Endverbrauchers. Zudem bilden die technischen Anschlussbedingungen (TAB) eine verbindliche Grundlage, um einen minimalen technischen Standard sicherzustellen und die Anforderungen bei Planung, Umsetzung und Betrieb des thermischen Netzes zu gewährleisten (vgl. Abschnitt 7.6.3 Planungshandbuch Thermische Netze (Arbeitsgemeinschaft QM Thermische Netze, 2025)).

4. Kostenrechnung

Die Kostenrechnung innerhalb der Systemgrenze des thermischen Netzes ist die Basis der Tarifierung und der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Mithilfe der Kostenrechnung kann ausserdem gezeigt werden, dass keine Quersubventionierungen zwischen verschiedenen Tätigkeiten stattfinden und dass die Kosten sachgerecht verteilt werden.

Als Grundlage für die Tarifierung und die Wirtschaftlichkeitsrechnung sollte für das thermische Netz eine eigenständige Kostenrechnung (z. B. separate Kostenstellen oder ein eigener Geschäftsbereich) geführt werden. Sämtliche Erlöse und Kosten des thermischen Netzes werden in dieser Sparte erfasst. Dies erhöht die Transparenz, erleichtert die Nachvollziehbarkeit und stellt sicher, dass alle relevanten Kostenarten innerhalb der definierten Systemgrenze berücksichtigt werden.

Für kleine und mittlere Betreiber steht dabei nicht eine möglichst feingliedrige Kostenrechnung im Vordergrund. Entscheidend ist, dass die wesentlichen Kosten und Erlöse vollständig erfasst, sachgerecht abgegrenzt, dokumentiert und über die Zeit konsistent behandelt werden. Der Detaillierungsgrad soll zur Grösse, Komplexität und Organisationsform des thermischen Netzes passen.

Eine gut aufgebaute Kostenrechnung erleichtert zudem die Kommunikation gegenüber Eigentümern, Finanzierungspartnern, Gemeinden und Kunden. Falls Preise gegenüber Behörden oder der Preisüberwachung begründet werden müssen, bildet dieselbe Dokumentation eine hilfreiche Grundlage.

Empfehlung

1. Kosten innerhalb der Systemgrenzen ermitteln

Klarheit über die relevante Kostenbasis schaffen: Kosten für das thermische Netz abgrenzen.

2. Kosten und Erlöse separat erfassen

Wirtschaftlichkeit im Blick behalten: Für das thermische Netz eine eigene Kostenstelle, Sparte oder Auswertung führen.

3. Wesentliche Kostenarten erfassen

Vollständigkeit sicherstellen: Energiebezug, Betrieb, Instandhaltung, Kapitalkosten, Verwaltung und Vertrieb erfassen.

4. Investitionen dokumentieren

Kapitalkosten nachvollziehbar machen: Anlagenliste mit Anschaffungswert, Inbetriebnahmedatum, Nutzungsdauer und Restwert führen.

5. Beiträge Dritter erfassen

Anschlussbeiträge, Fördermittel und andere Beiträge transparent dokumentieren.

6. Kosten sachgerecht zuordnen

Kostenwahrheit anstreben: Direkte Kosten direkt zuordnen; gemeinsame Kosten mit sachlich begründeten Schlüsseln verteilen.

7. Kosten und Erlöse vergleichen

Controlling ermöglichen: Mindestens jährlich prüfen, ob die Kosten durch die Erlöse gedeckt werden.

4.1 Betriebsbuchhaltung als Basis der Tarifikalkulation

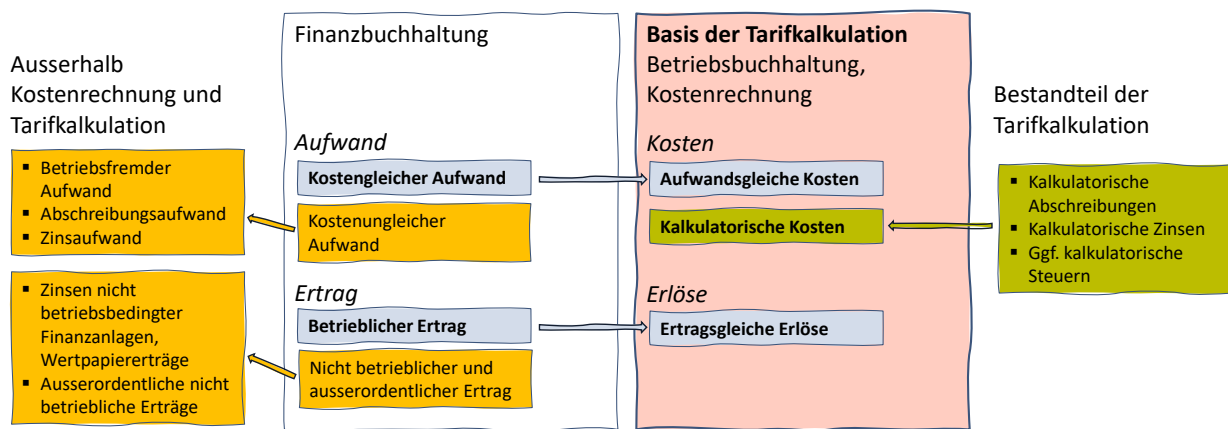
Aufwand und Ertrag sind Rechnungsgrößen der **Finanzbuchhaltung** (Finanzrechnung) und gehören zum externen Rechnungswesen. Sie dienen dazu, den Unternehmenserfolg für eine bestimmte Periode zu bestimmen unter Einhaltung der Vorgaben des jeweiligen Rechnungslegungsstandards (z. B. IFRS, SwissGAAP FER, HRM2, OR). Aufwand und Ertrag umfassen auch Wertflüsse, die nichts mit dem eigentlichen Betriebszweck zu tun haben (z. B. Zinsaufwand oder Erträge aus Wertpapierverkäufen).

Die Finanzbuchhaltung bildet Aufwand und Ertrag gemäss dem jeweils angewendeten Rechnungslegungsstandard ab. Für die wirtschaftliche Steuerung eines thermischen Netzes reicht diese Sicht allein oft nicht aus, weil sie auch Positionen enthalten kann, die nicht direkt mit dem Betrieb des Netzes zusammenhängen und weil kalkulatorische Kosten nicht berücksichtigt werden.

In der **Kostenrechnung bzw. Betriebsbuchhaltung** sind die für das thermische Netz relevanten Kosten und Erlöse sachlich abgegrenzt. In der **Betriebsbuchhaltung werden Kosten und Erlöse** ermittelt und sachlich so abgegrenzt, dass nur Positionen enthalten sind, die mit der eigentlichen Leistungserstellung (Betriebszweck) zusammenhängen. Ausserdem werden kalkulatorische Kosten berücksichtigt, d. h. die Abschreibungen aus der Finanzbuchhaltung werden durch kalkulatorische Abschreibungen, effektive Fremdkapitalzinsen durch kalkulatorische Zinsen ersetzt. In den kalkulatorischen Zinsen ist ein Gewinn enthalten. Die Betriebsbuchhaltung (Kostenrechnung) ist Teil des internen Rechnungswesens und die Basis für die Tarifikalkulation. Sie kann gemäss Abbildung 3 aus der Finanzbuchhaltung abgeleitet werden.

Die Kostenrechnung kann unterschiedlich detailliert ausgestaltet werden. Bei kleinen und mittleren Betreibern genügt häufig eine separate Kostenstelle oder Spartenrechnung, sofern die wesentlichen Kostenarten vollständig erfasst und ihre Zuordnungen zum thermischen Netz dokumentiert werden.

Abbildung 3 Betriebsbuchhaltung als Basis der Tarifikalkulation



Quelle: Eigene Darstellung.

4.2 Abgrenzung der Kostenbasis des thermischen Netzes

Abgrenzung der Kostenbasis des thermischen Netzes gegenüber anderen Geschäftsbereichen

In die Kostenbasis des thermischen Netzes gehören nur Kosten, die innerhalb der dokumentierten Systemgrenzen anfallen oder dem Betrieb des thermischen Netzes sachlich zugeordnet werden können. Kosten anderer Tätigkeiten, etwa Strom-, Wasser-, Gas- oder Telekommunikationsdienstleistungen, sind nicht dem thermischen Netz zu belasten.

Die Kosten und Erlöse des thermischen Netzes müssen innerhalb der definierten Systemgrenzen (vgl. Abschnitt 3) entsprechend der Spartenabgrenzung sachgerecht und nachvollziehbar abgegrenzt werden.

Ein zentraler Zweck der Abgrenzung besteht darin sicherzustellen, dass im Sinne der Kostenwahrheit keine Quersubventionierung zwischen dem thermischen Netz und anderen Geschäftsbereichen erfolgt. Jede Sparte soll finanziell für sich stehen, damit das thermische Netz weder durch andere Aktivitäten finanziert wird noch

umgekehrt andere Aktivitäten auf Kosten des thermischen Netzes betrieben werden. Dies gewährleistet transparente und faire Kosten- und Erlösstrukturen als Basis der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Die Kosten der übrigen Aktivitäten (andere Geschäftsbereiche) sind dem thermischen Netz nicht zurechenbar. Wenn eine Abgrenzung im Einzelfall nicht möglich bzw. zu aufwändig ist, können die Erlöse aus der Aktivität kostenmindernd berücksichtigt werden (z. B. Erlöse durch Mitbenützung eines Gebäudes, Vermietung von Leerrohren für Telekommunikationsinfrastruktur).

So weit wie möglich werden die Kosten direkt den verschiedenen Aktivitäten oder Geschäftsbereichen zugeordnet. Falls eine direkte Zuordnung der Kosten – etwa bei Ressourcen, die gemeinsam genutzt werden – nicht möglich ist, werden die Kosten nach sachgerechten Kriterien aufgeteilt bzw. geschlüsselt bzw. als Dienstleistung verrechnet.

- Beispiele für Gemeinkosten und Kostenschlüssel sind: Gebäudekosten nach genutzter Fläche pro Sparte, Verwaltungskosten nach Kopffzahl oder Arbeitszeitanteil der Mitarbeitenden sowie IT-Kosten nach Anzahl Nutzender oder Verbrauch. Entscheidend ist, dass der gewählte Kostenverteilungsschlüssel sachlich begründet und nachvollziehbar ist.
- Beispiele für interne Leistungsverrechnungen: Erbringt ein Geschäftsbereich Leistungen für das thermische Netz (oder umgekehrt), sind dafür interne Verrechnungspreise festzulegen. Diese Preise bzw. Kostenansätze sollten marktgerecht oder zumindest kostenbasiert sein, damit jede Sparte nur die Kosten trägt, die für die Inanspruchnahme der Leistung anfallen. So kann etwa die Nutzung gemeinsamer Dienste wie Buchhaltung oder Kundenservice dem thermischen Netz zu marktüblichen Kosten oder gemäss einem festgelegten kostenbasierten Ansatz in Rechnung gestellt werden.

Abgrenzung der Kostenbasis der Wertschöpfungsstufen innerhalb eines thermischen Netzes

Die Kosten und Erlöse innerhalb des thermischen Netzes können zur Erhöhung der Transparenz und für eine aussagekräftige Wirtschaftlichkeitsrechnung nach Wertschöpfungsstufen weiter differenziert werden. Dabei empfiehlt es sich, Energiebereitstellung und -verteilung zu unterscheiden (vgl. Abschnitt 3.2). So weit wie möglich werden die Kosten direkt den jeweiligen Stufen zugeordnet. Kosten, die eindeutig einer Funktion oder Wertschöpfungsstufe zuordenbar sind, wie etwa der Betrieb einer Pumpstation oder die Wartung einer Heizzentrale, werden unmittelbar erfasst. Innerhalb der Energiebereitstellung kann im Einzelfall eine weitere Differenzierung nach Energieerzeugungsart helfen, die Wirtschaftlichkeit beim Energiebezug und der selbst bereitgestellten Energie im Blick zu behalten. Wird die Energieerzeugung nicht nur für die Wärmebereitstellung genutzt, ist ohnehin eine separate Kostenerfassung erforderlich, um den Geschäftsbereich abzugrenzen.

Gemeinkosten, die mehrere Wertschöpfungsstufen betreffen, sollten im Fall einer Differenzierung der Kostenrechnung nach Wertschöpfungsstufen nach sachgerechten Schlüsseln verteilt werden.

Abgrenzung zum Endverbraucher

Hinter der jeweils dokumentierten Systemgrenze (vgl. Abschnitt 3.3) sind sämtliche Kosten und Erlöse der Endverbraucherseite zuzuordnen. Dazu gehören meist Investitionen, Betrieb und Unterhalt der hausinternen Installationen, etwa des Wärmetauschers, der Leitungen im Gebäude, der Heizkörper oder der Warmwasseraufbereitung. Diese Kosten dürfen nicht dem thermischen Netz angerechnet werden.⁴

Erlöse aus Leistungen, die über die reine Wärme- oder Kältelieferung hinausgehen – beispielsweise aus Serviceleistungen in Gebäuden oder für die Wartung von Hausstationen – sind je nach Systemgrenze dem Endverbraucherbereich zuzurechnen. Werden diese Leistungen durch den Netzbetreiber erbracht, sind die entsprechenden Erlöse kostenmindernd zu berücksichtigen, damit keine Quersubventionierung zwischen Verteilinfrastruktur und Endverbraucher entsteht.

⁴ Ausnahme: Wenn zur verbesserten Ausnutzung der Netzkapazitäten z. B. auf der Sekundärseite Investitionen durch das thermische Netz subventioniert werden, damit z. B. eine niedrigere Rücklauftemperatur erreicht werden kann, können Kosten jenseits der Liefergrenze für den Netzbetreiber entstehen. Wenn der Nutzen für das thermische Netz nachweisbar ist, können solche Kosten im Netz berücksichtigt werden.

Umgang mit Beiträgen Dritter

Zu Beiträgen Dritter, die bei der Kostenabgrenzung zu berücksichtigen sind, gehören die Förderbeiträge, die der BTN erhält. Sie können sowohl zum Zeitpunkt der Investition als Einmalzahlung, aber auch als wiederkehrende Zahlungen gestaltet sein. Neben Förderbeiträgen sind auch andere Beiträge Dritter denkbar: z. B. Anschlussbeiträge der Kunden oder Entschädigungszahlungen.

Die Beiträge, die der BTN einmalig bzw. zeitlich begrenzt erhält, werden in der Anlagenrechnung berücksichtigt (vgl. Abschnitt 4.4.2, Passivierung von Beiträgen). Wiederkehrende Beiträge können über die Erfolgsrechnung verbucht werden (kostenmindernde Wirkung).

Dokumentation und Konsistenz

Alle Zuordnungsmethoden und Verteilungsschlüssel sollten dokumentiert und über die Zeit einheitlich (stetig) angewendet werden. Die Dokumentation stellt sicher, dass das Vorgehen für Mitarbeitende (Stichworte Know-how-Transfer, Einarbeitung, Sicherung von Erfahrungswissen und Effizienz der Prozesse) und Gremien des BTN klar nachvollziehbar bleibt und dient gleichzeitig als Grundlage zur Information von Aufsichtsorganen sowie internen und externen Stakeholdern.

Änderungen in der Methodik sollten vermieden werden. Falls sie unvermeidbar sind (z. B. aufgrund organisatorischer Änderungen), sollten sie begründet und ebenfalls dokumentiert werden. Stetigkeit erleichtert die Vergleichbarkeit über die Jahre hinweg und erhöht die Belastbarkeit der Kostenrechnung, auch für Controllingprozesse.

Gleichzeitig sollten die verwendeten Schlüssel regelmässig überprüft werden – insbesondere dann, wenn sich die Geschäftsstruktur oder Auslastung wesentlich ändert. So wird sichergestellt, dass die Schlüssel weiterhin sach- und verursachergerecht sind. Im Zeitverlauf ist daher ein ausgewogenes Verhältnis zwischen methodischer Stetigkeit und erhöhter Sachgerechtigkeit anzustreben.

4.3 Grundsätze der Kostenrechnung

Vollständigkeit

Alle wesentlichen Kosten und Erlöse des thermischen Netzes werden erfasst. Grundlage für die Tarife von thermischen Netzen sind die Kosten innerhalb der Systemgrenzen, also die Betriebsbuchhaltung (vgl. Abschnitt 4.1). Die Tarife sollten so gesetzt werden, dass sie die Kosten inklusive der kalkulatorischen Zinsen decken, die einen risikogerechten Gewinn beinhalten (Vollkostenbetrachtung).

Sachgerechte Zuordnung

Kosten werden möglichst direkt zugeordnet; gemeinsame Kosten werden sachlich begründet geschlüsselt oder intern verrechnet.

Konsistenz

Methoden und Schlüssel werden über die Zeit möglichst gleich angewendet.

Nachvollziehbarkeit

Annahmen, Schlüssel und Berechnungen werden dokumentiert.

Zweckmässigkeit

Der Detaillierungsgrad passt zur Grösse und Komplexität des Netzes.

4.4 Anlagenrechnung und kalkulatorische Kosten

4.4.1 Anlagenrechnung

Ein Grossteil der Kosten thermischer Netze ergibt sich aus den Investitionen in Anlagen wie Leitungen, Wärmeerzeugungsanlagen, Übergabestationen, Speicher oder Mess- und Regeltechnik. Deshalb sollte jeder BTN eine Anlagenrechnung führen. Es wird empfohlen, die einzelnen Anlagen so differenziert zu erfassen, wie dies für die Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten erforderlich ist. Dazu sind z. B. Anlageklassen mit unterschiedlichen Abschreibungsdauern einzurichten, denen die einzelnen Anlagen zugeordnet werden. Die Anlagenrechnung enthält für jede Anlage bzw. Teilanlage mindestens folgende Angaben:

- Beginn der Abschreibung (in der Regel das Inbetriebnahmedatum)
- Anschaffungswert
- Geplante Abschreibungsdauer (Nutzungsdauer)
- Aktueller Anlagenrestwert

Erhaltene Anschlussbeiträge, Fördermittel oder andere Beiträge Dritter, die passiviert werden (vgl. 4.4.2), gelten ebenfalls als Anlage.

Die Anlagenrechnung muss nicht zwingend als komplexes separates System angelegt sein; bei kleineren Betreibern kann eine digitalisierte Anlagenliste ausreichend sein, die jährlich aktualisiert wird.

4.4.2 Anlagenbewertung

Anschaffungs- und Herstellkosten (Anschaffungswert)

Die Anlagenbewertung ist die Basis für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungs- und Zinskosten. Die Anlagenrechnung sollte die betriebsbuchhalterische Sicht wiedergeben. Massgebend für die Anlagenbewertung sind historische Anschaffungs- und Herstellkosten (inkl. Planungs- und Projektierungskosten sowie Kosten im Zusammenhang mit Dienstbarkeiten).

Dokumentation

Zur Dokumentation der Anschaffungs- und Herstellungskosten sollten die Bauabrechnungen und Originalbelege in geeigneter Form aufbewahrt werden. So können die daraus resultierenden Kosten bei Bedarf einwandfrei nachvollzogen und belegt werden.

Aktivierungsgrundsätze

Die Regeln, nach denen Investitionen aktiviert werden, sollten dokumentiert und konsequent angewendet werden. Normalerweise werden Gegenstände und Sachinvestitionen aktiviert, die einen wirtschaftlichen Nutzen bringen, während mehr als einer Rechnungsperiode genutzt werden und einen zu definierenden Wert (Aktivierungsgrenze) überschreiten. Investitionen, die diesen Kriterien nicht entsprechen, werden nicht aktiviert und können über die aufwandsgleichen Kosten (z. B. Betriebskosten) verrechnet werden.

Sofern die Aktivierungsgrundsätze der Finanzbuchhaltung (des angewendeten Rechnungslegungsstandards) betriebswirtschaftlich sinnvoll sind («true and fair view»), empfiehlt es sich, diese zu übernehmen und keine zusätzlichen Definitionen einzuführen.

Passivierung von Beiträgen

Werden Anlagen ganz oder zum Teil durch Dritte finanziert – etwa über Anschlussbeiträge oder Förderbeiträge – sind Beiträge ebenfalls in der Anlagenrechnung zu erfassen.

Diese Beiträge sollten nach dem Bruttoprinzip passiviert (d. h. mit einem negativen Vorzeichen aktiviert) und abgeschrieben werden. Sind die Beiträge direkt an eine Anlage gebunden, werden sie über die gleiche Zeitdauer abgeschrieben, wie die an den Beitrag geknüpfte Anlage. Für Beiträge, die nicht direkt an eine Anlage geknüpft sind, ist die Abschreibungsdauer betriebswirtschaftlich sinnvoll festzulegen.

Eine weniger transparente Alternative ist das Nettoprinzip: Dabei werden die Beiträge direkt vom aktivierten Anschaffungswert abgezogen, so dass nur der reduzierte Wert der Anlage abgeschrieben wird. Diese Methode ist weniger transparent, weil die eigentliche Höhe des Beitrags nicht sichtbar bleibt.

Unabhängig von der gewählten Variante reduzieren Beiträge Dritter das Anlagevermögen.

4.4.3 Grundlagen für die kalkulatorischen Abschreibungen

Die kalkulatorischen Abschreibungen spiegeln den wirtschaftlichen Wertverzehr wider und ergeben sich aus der Wertbasis und den Abschreibungsgrundsätzen. Sie können von den Abschreibungen der Finanzbuchhaltung abweichen, insbesondere, wenn in der Finanzbuchhaltung ein Rechnungslegungsstandard angewendet wird, der keinen «true and fair view» verlangt.

Wertbasis

Die Abschreibung erfolgt auf Basis der aktivierten Anschaffungs- oder Herstellungskosten.

Abschreibungsdauern

Die anzuwendenden Abschreibungsdauern orientieren sich an den branchenüblichen Bandbreiten (vgl. etwa Planungshandbuch Thermische Netze, Arbeitsgemeinschaft QM Thermische Netze, 2025, S. 226) sowie an der geplanten wirtschaftlichen Nutzungsdauer oder der technischen Lebensdauer der jeweiligen Anlage. Relevant ist der jeweils kürzere Zeitraum.

Insbesondere bei Erzeugungsanlagen kann die wirtschaftliche Nutzungsdauer kürzer als die technische Lebensdauer ausfallen. Beispielsweise können verbindliche Dekarbonisierungsvorgaben dazu führen, dass Anlagen vor dem Ende ihrer technischen Nutzbarkeit ausser Betrieb genommen werden müssen.

Abschreibungsmethode

Es ist festzulegen, ob die Abschreibung linear oder degressiv erfolgt. Für thermische Netze empfiehlt sich in der Regel die lineare Abschreibung, da die Dienstleistung langfristig und weitgehend kontinuierlich erbracht wird, auch wenn der jährliche Absatz witterungsbedingt schwanken kann. Die lineare Methode spiegelt nach gängiger Brancheneinschätzung die gleichmässige Nutzung der Infrastruktur über die Zeit am besten wider.

Ausserordentliche Abschreibungen und Änderung der Abschreibungsdauer

Ausserordentliche Abschreibungen oder Sonderabschreibungen fallen an, wenn eine Anlage vorzeitig ausser Betrieb genommen wird. Gründe sind z. B. vorzeitiger Ersatz aufgrund eines Defekts. Bei geänderten Sicherheitsvorgaben, strengeren Dekarbonisierungsvorgaben oder Stilllegung eines Teils der Verteilinfrastruktur ist zu entscheiden, ob die Abschreibungsdauer an die verkürzte wirtschaftliche Nutzungsdauer angepasst wird und/oder der Restwert mit einer ausserordentlichen Abschreibung reduziert wird.

4.4.4 Grundlagen für die kalkulatorischen Zinsen

Die kalkulatorischen Zinsen werden ermittelt, indem das betriebsnotwendige Vermögen mit dem kalkulatorischen Zinssatz (WACC) multipliziert wird. Die kalkulatorischen Zinsen können für das gesamte thermische Netz pauschal ermittelt werden oder – präziser – für die einzelnen Wertschöpfungsstufen des thermischen Netzes. Bei einer Berechnung der kalkulatorischen Zinsen pro Wertschöpfungsstufe ist das betriebsnotwendige Vermögen pro Wertschöpfungsstufe zu differenzieren und bei unterschiedlichen Risiken, z. B. auf Stufe Wärmeverteilung und bei verschiedenen Arten der Wärmeproduktion, auch jeweils ein anderer Zinssatz (WACC) anzuwenden.

Betriebsnotwendiges Vermögen

Das betriebsnotwendige Vermögen besteht aus dem betriebsnotwendigen Anlagevermögen und dem betriebsnotwendigen Umlaufvermögen (gebundenes Kapital). Das betriebsnotwendige Anlagevermögen entspricht dem Anlagenrestwert, der sich aus den Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich der bis zum jeweiligen Betrachtungszeitpunkt kumulierten Abschreibungen ergibt, zuzüglich der Anlagen im Bau. Die Werte können der betrieblichen Anlagenrechnung entnommen werden, so dass nur Anlagen bzw. Teile von

Anlagen eingerechnet werden, die für den Betrieb des thermischen Netzes erforderlich sind. Die Ermittlung des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens wird in Abschnitt 6.5 beschrieben.

Die Werte sind jeweils per Ende des Geschäftsjahres zu ermitteln.

Kalkulatorischer Zinssatz (WACC)

Der WACC ist ein mit dem Finanzierungsverhältnis (Verhältnis von Fremdkapital zu Eigenkapital) gewichteter Kapitalkostensatz. Damit spiegelt er die Renditeforderung der Kapitalgeber für die Bereitstellung des Kapitals. Neben den allgemeinen Marktbedingungen ist daher auch das Investitionsrisiko für die Höhe des WACC ausschlaggebend. Eine Abgeltung des Risikos über den WACC ist wichtig, da nur bei risikoadäquater Rendite die erwünschten Investitionen in thermische Netze getätigt werden.

In Branchen oder Teilmärkten, in denen Marktmacht verortet wird und die durch ein Spezialgesetz reguliert werden, wie etwa den Elektrizitätsnetzen (natürliches Monopol) oder den Flughäfen, wird der WACC meist durch eine Behörde festgelegt.⁵ In Branchen, die nicht spezialgesetzlich reguliert sind, muss jedes Unternehmen den WACC individuell bestimmen. Jeder BTN muss daher unter Berücksichtigung seiner individuellen Risikosituation seinen risikoadäquaten WACC bestimmen bzw. bestimmen lassen. Weitere Ausführungen finden sich in Abschnitt 6.3 des Anhangs.

4.5 Kostenrechnungsschema für thermische Netze

Um die Kosten systematisch zu erfassen und zu dokumentieren, ist die Verwendung eines Kostenrechnungsschemas sinnvoll. Die Kosten sollten entsprechend der Systemgrenzen für die verschiedenen Wertschöpfungsstufen erfasst werden, um eine Analyse der Kostenstruktur zu ermöglichen (vgl. Abschnitt 3.2).

Tabelle 2 Einfaches Kostenrechnungsschema für thermische Netze

Kostenbereich	Typische Inhalte
Energiebeschaffung	Wärme-/Kältebezug, Primärenergie (Holz, Strom, Gas, ...) inkl. Abgaben, Pumpenstrom
Wärme-/Kälteproduktion	Betrieb, Abschreibungen und Zinskosten Produktionsanlagen
Kapitalkosten Verteilung	Abschreibungen und Zinskosten Energieverteilung
Betriebskosten	Anlagenbetrieb, Instandhaltung Verteilung, Netzverluste und Messdifferenzen
Verwaltungs- und Vertriebskosten	Management und Verwaltung, Vertrieb, Kommunikation, Kundenservice, Vertragswesen, Rechnungsstellung
Messwesen	Zählerbeschaffung, Eichung, Datenverarbeitung und -übermittlung
Direkte Steuern	Gewinn- und Kapitalsteuern
Abgaben	Konzessionsabgaben (z. B. für die Nutzung des öffentlichen Grundes, Abgaben für die Wasserentnahme bzw. Wassernutzung)
Sonstige Erlöse	Förder- und Kostenbeiträge, Anschlussbeiträge

Für grössere thermische Netze und für Querverbundunternehmen (insbesondere mit einer Elektrizitätsversorgung) bietet sich eine detailliertere Kostenerfassung an. Im Anhang (vgl. Abschnitt 6.4) ist ein detailliertes Kostenrechnungsschema beschrieben. Eine detailliertere Liste der Kosten findet sich ebenfalls im Anhang (vgl. Abschnitt 6.5).

⁵ Für Elektrizitätsnetze legt das UVEK jährlich den WACC fest: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/wacc.html/>

4.6 Werteflussrechnung

Die Werteflussrechnung bildet den gesamten Weg der entstehenden Kosten im thermischen Netz ab – vom Ressourcenverbrauch bis hin zur Wärme- oder Kältelieferung an den Kunden. Sie zeigt, **wo** (Kostenstellenrechnung) und **für welche Leistungen** (Kostenträgerrechnung) Kosten entstehen. Damit macht sie die innerbetrieblichen Leistungen transparent und stellt sicher, dass Gemeinkosten verursachungsgerecht verteilt werden. Die Werteflussrechnung dient als Grundlage für Preisgestaltung, Wirtschaftlichkeitsanalysen und Controlling.

4.6.1 Kostenstellenrechnung

Die Kostenstellenrechnung befasst sich mit der Frage, **wo** die Kosten entstehen. Die Kostenstellenrechnung dient der Erfassung und innerbetrieblichen Verteilung der in der Kostenartenrechnung erfassten Gemeinkosten auf die Bereiche, in denen sie tatsächlich entstehen. Ziel ist es, Transparenz über die Kostenstruktur zu schaffen.

Möglich ist eine Kostenerfassung getrennt für Kostenstellen **«Energiebeschaffung»**, **«Energieproduktion»**, **«Verteilnetz»** und **«Mess- und Regelinfrastruktur»**. Falls neben der Wärme auch Kälte produziert und verteilt wird, können für beide Bereiche unterschiedliche Kostenstellen geführt werden.

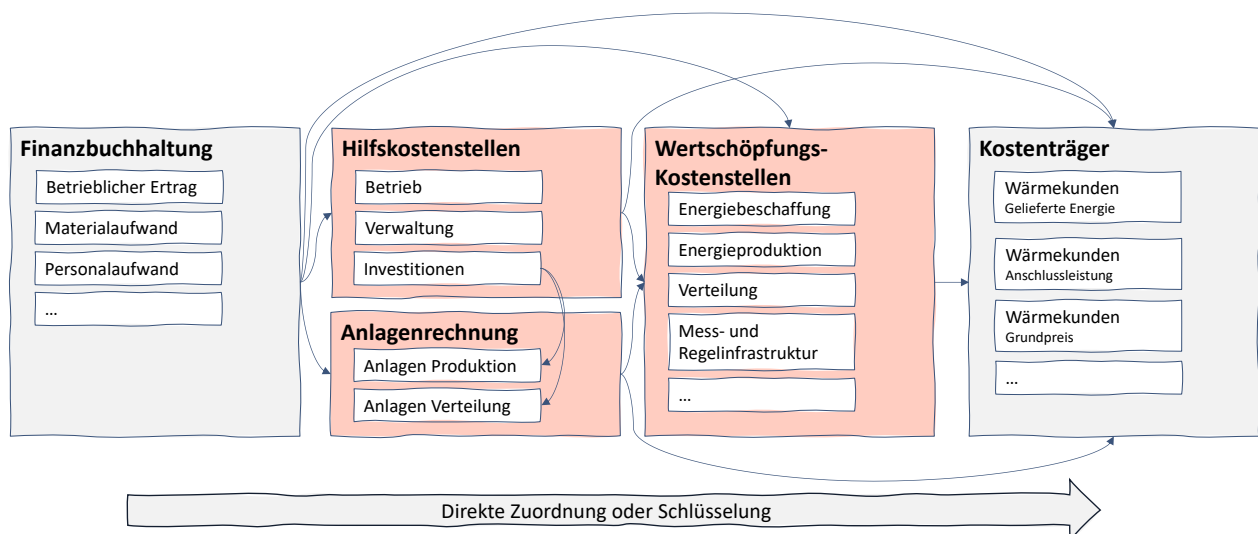
Neben diesen Kostenstellen können auch Vor- oder Hilfskostenstellen geführt werden. Beispiele dafür sind etwa «Verwaltung» oder «Betrieb»: auf diesen Kostenstellen wird der jeweilige Personal- oder Sachaufwand erfasst, der nicht direkt einem Kostenträger oder einer Hauptkostenstelle zugeordnet werden kann.

Für kleine und mittlere Betreiber genügt häufig eine einfache Struktur mit wenigen Kostenstellen und Kostenträgern. Um prüfen zu können, ob mengenvariable Kosten (z. B. Energiebezugskosten) über mengenabhängige Preiselemente (Arbeitspreis) gedeckt werden, sollten sie separat geführt werden. Entsprechend sollten fixe oder kapazitätsabhängige Kosten ebenfalls separat ausgewiesen werden.

Voraussetzung für die exakte Kostenerfassung ist eine saubere **Kontierung**: Wird beim Rechnungseingang die entsprechende Kostenstellen- oder Kostenträgernummer erfasst, lassen sich die Aufwendungen korrekt zuordnen.

Für jede Kostenstelle werden die anfallenden Kosten gesammelt, wenn möglich direkt weiterverrechnet oder mit geeigneten Schlüsseln (z. B. Personalstunden, Anzahl Zähler) weiterverteilt. Diese verursachergerechte Zuordnung ermöglicht eine präzisere Kalkulation der Wärmepreise und verbessert die Wirtschaftlichkeitsanalyse. Darüber hinaus unterstützt sie die Kostenkontrolle (vgl. Abbildung 4).

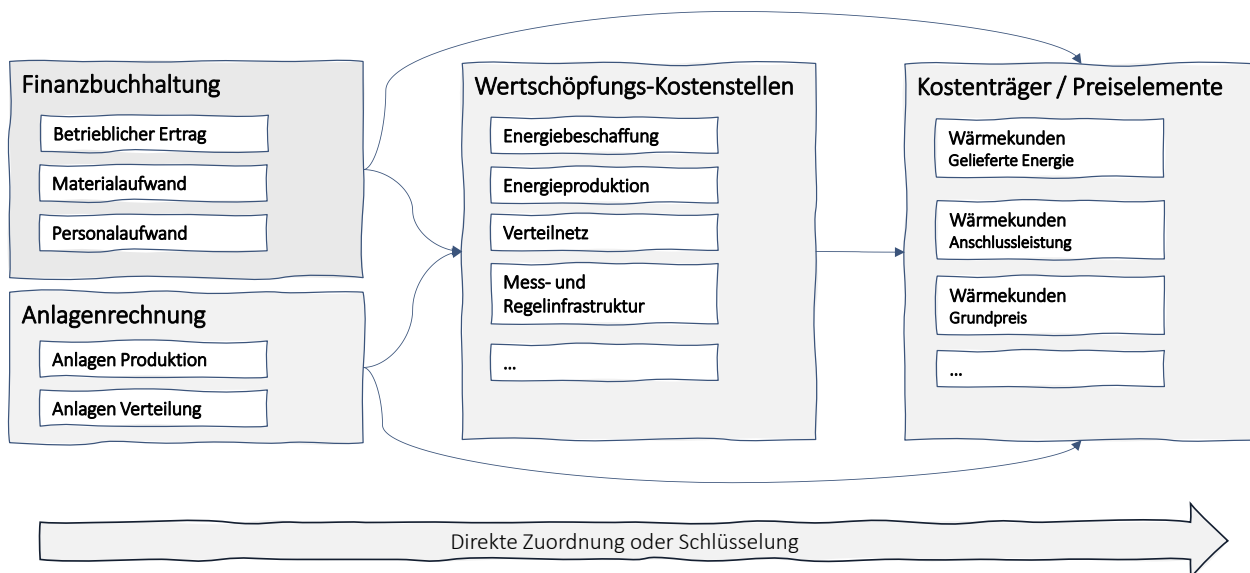
Abbildung 4 Beispielhafter Wertefluss für ein thermisches Netz: Kostenstellen



Quelle: Eigene Darstellung.

Die BTN sind frei in der Wahl der Kostenstellen, die sie führen wollen. Je nach Unternehmensgrösse und angebotenen Leistungen ist eine unterschiedliche Differenzierung sinnvoll. Falls neben dem thermischen Netz keine weiteren geschäftlichen Aktivitäten stattfinden, kann ein einfaches Werteflusschema (vgl. Abbildung 5 oder Zuordnung Tabelle 3) angewendet werden.

Abbildung 5 Einfaches Werteflusschema für thermische Netze



Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 3 Einfaches Werteflusschema für thermische Netze: Zuordnung

Kostenbereich	Typische Inhalte	Zuordnung Kostenträger
Energiebeschaffung	Wärme-/Kältebezug, Primärenergie (Holz, Strom, Gas, ...), Pumpenstrom	Wärmekunden: gelieferte Energie
Wärme-/Kälteproduktion	Betrieb, Abschreibungen und Zinskosten Produktionsanlagen	Wärmekunden: gelieferte Energie und/oder Leistung
Kapitalkosten Verteilung	Abschreibungen und Zinskosten Energieverteilung	Wärmekunden: Leistung und/oder Anschlüsse
Betriebskosten	Anlagenbetrieb, Instandhaltung Verteilung, Netzverluste und Messdifferenzen	Wärmekunden: Leistung und/oder Anschlüsse
Verwaltungs- und Vertriebskosten	Management und Verwaltung, Vertrieb, Kommunikation, Kundenservice, Vertragswesen, Rechnungsstellung	Wärmekunden: gelieferte Energie und/oder Anschlüsse
Messwesen	Zählerbeschaffung, Eichung, Datenverarbeitung und -übermittlung	Wärmekunden: Messpunkte und/oder Anschlüsse
Direkte Steuern	Gewinn- und Kapitalsteuern	Wärmekunden: Leistung und/oder Anschlüsse
Abgaben	Konzessionsabgaben	Je nach Bemessungsgrundlage
Sonstige Erlöse	Förder- und Kostenbeiträge, Anschlussbeiträge	Je nach Art; kostenmindernd

Als Ergebnis der Kostenstellenrechnung sind die Kosten in einer sinnvollen Struktur erfasst, beispielsweise gemäss Vorschlag in Abschnitt 4.5.

Eine direkte Zuordnung ist immer dann möglich, wenn eine Kostenursache klar identifizierbar und messbar ist – etwa durch Rechnung, Verbrauchsdaten, Vertrag oder Zählpunkt.

Je höher der Anteil direkt zugeordneter Kosten, desto genauer und weniger willkürlich wird die interne Kostenrechnung.

Tabelle 4 Beispiele für direkte Zuordnung von Kosten

Kostenart/Hilfskostenstelle	Empfängerkostenstelle	Begründung
Brennstoffe (Holzschnitzel, Strom für Wärmepumpe)	Wärme-/Kälteproduktion	Verbrauch ist eindeutig mit der Wärmeerzeugung verbunden
Netzstrom für Pumpenbetrieb	Verteilung	Stromverbrauch erfolgt klar für die Wärmeverteilung
Zählerkauf und -eichung	Mess- und Regelinfrastruktur	Aufwand entsteht direkt für das Messwesen
Entsorgungskosten für Asche oder Filterrückstände	Wärme-/Kälteproduktion	Abfall entsteht direkt aus dem Produktionsprozess
Kosten für Wasseraufbereitung und Zusätze (Korrosionsschutz etc.)	Verteilung	Direkt dem Netzbetrieb zuzuordnen

Können Kosten nicht direkt zugeordnet werden, sollten sie möglichst verursachergerecht geschlüsselt werden.

Tabelle 5 Beispiele für Zuordnung über Verteilschlüssel

Kostenart/Hilfskostenstelle	Empfängerkostenstelle	Möglicher Verteilschlüssel	Begründung
Verwaltung	Alle Bereiche: Produktion und Beschaffung, Verteilung sowie Mess- und Regelinfrastruktur	Direkter Personalaufwand pro Kostenstelle	Verwaltungsaufwand hängt meist mit Personalvolumen zusammen
Fahrzeuge	Produktion, Verteilung Mess- sowie Regelinfrastruktur	Gefahrene Kilometer oder Einsatzstunden	Nutzung abhängig von Einsatzdauer und Distanz
Gebäude	Betrieb und Verwaltung	Genutzte Fläche oder Anzahl Personen	Raumbedarf und Nebenkosten nach Fläche oder Belegung
Instandhaltung/Werkstatt	Produktion, Verteilung, Mess- sowie Regelinfrastruktur	Anlagenwert oder direkt erfasste Kosten	Wartungsaufwand richtet sich nach Umfang und Komplexität der Infrastruktur

Die Verteilschlüssel sollten periodisch überprüft und in einem Handbuch dokumentiert werden, damit die Verrechnung nachvollziehbar und prüfbar bleibt.

Wichtig ist: Die Schlüssel sollen einfach, stabil und begründet sein – lieber eher grobkörnig, aber konstant anwendbar, statt komplex und zufällig variierend.

4.6.2 Kostenträgerrechnung

Die Kostenträgerrechnung befasst sich mit der Frage, **für welche Leistungen** (Produkte) Kosten entstehen. Die Kostenträgerrechnung ermittelt, welche Produkte oder Dienstleistungen die anfallenden Kosten letztlich verursachen.

Bei der Definition der Kostenträger sind die BTN frei. Kostenträger können die Wärmekunden als Ganzes oder Kundensegmente sein. Empfehlenswert für BTN sind zwei bis drei Kostenträger, beispielsweise:

- die an den Kunden gelieferte Energieeinheit (MWh),
- die Anschlussleistung (MW) des einzelnen Anschlusskunden
- der Anschluss bzw. der Zähler des einzelnen Kunden

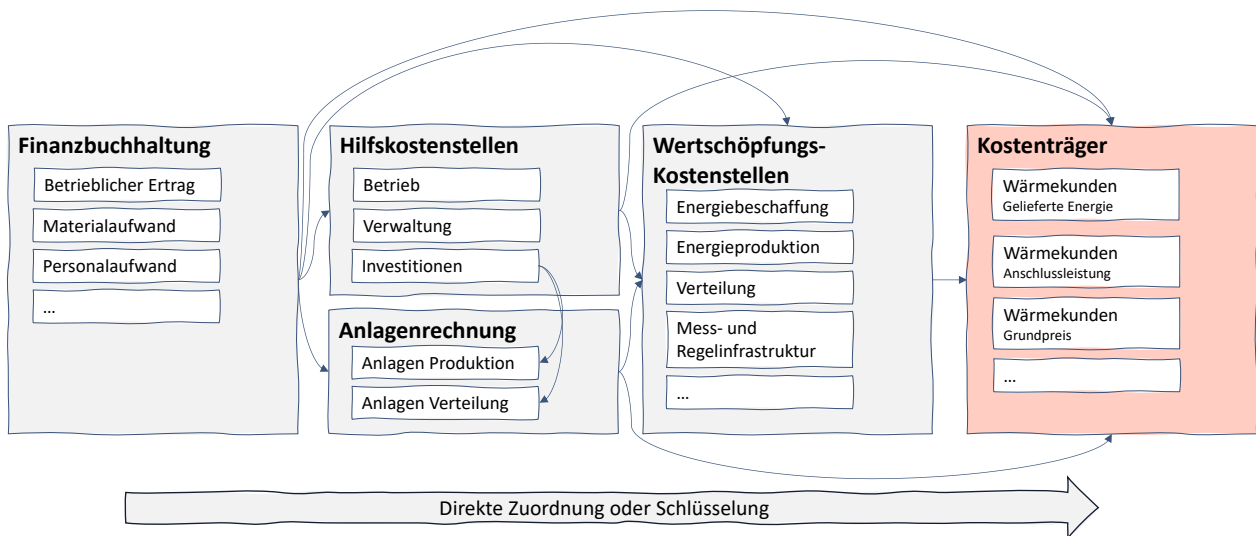
oder

- Haushaltswärmekunden
- Industriegärmekunden
- Kältekunden

Auf Basis der zuvor zugeordneten Kostenstellen werden die anteiligen Kosten auf die jeweiligen Kostenträger verrechnet.

Dadurch lassen sich die Selbstkosten pro Energiemenge, Leistung oder pro Anschluss bestimmen, die die Grundlage für Tarifgestaltung, Preisverhandlungen und Wirtschaftlichkeitsbewertungen bilden. Eine konsistente Kostenträgerrechnung erhöht die Kostentransparenz und ist Voraussetzung für eine faire, nachvollziehbare Preisgestaltung.

Abbildung 6 Beispielhafter Wertefluss für ein thermisches Netz: Kostenträger



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Zuordnung der Kosten auf die Kostenträger erfolgt entweder direkt oder über Kostenschlüssel. Direkt zugeordnet werden in der Regel die Erlöse (Erträge aus der Finanzbuchhaltung) und Leistungen, die einzelnen Kostenträgern klar zugeordnet werden können und bei denen ein messbarer oder vertraglich definierter Leistungsbezug besteht – etwa eine Wärmelieferung, ein Bauprojekt oder ein einzelner Kunde.

Bei Gemeinkosten (Verwaltungskosten etc.) ist dies typischerweise nicht der Fall, weshalb diese geschlüsselt werden.

Diese direkte Verknüpfung zwischen Aufwand und Leistung verbessert die Kalkulationsgenauigkeit und macht die Wärmepreisbildung gegenüber Kunden nachvollziehbarer.

Tabelle 6 Beispiele für direkte Zuordnung von Kosten auf Kostenträger

Kostenstelle	Kostenträger	Begründung
Energieeinkauf: mengenabhängige Kosten (Abwärme, Holzsnitzel)	Wärmekunden, gelieferte Energie	Klarer Bezug von mengenabhängigen Energiebeschaffungskosten zur gelieferten Energie
Wärmeproduktion: Brennstoffkosten inkl. Transport	Wärmekunden, gelieferte Energie	Klarer Bezug von mengenabhängigen Produktionskosten zur gelieferten Energie
Verteilnetz: Netzverluste	Wärmekunden, gelieferte Energie	Klarer Bezug von volumenabhängigen Netzverlusten zur gelieferten Energie
Wärmeproduktion: Kapitalkosten für Spitzenlastanlagen	Wärmekunden, Anschlussleistung	Spitzenlastabdeckung als Vorhalteleistung
Verteilnetz: Kapital- und Betriebskosten	Wärmekunden, Anschlussleistung	Fixe Netzkosten als verbrauchsunabhängige (aber kapazitätsabhängige) Vorhalteleistung
Grundkosten Messwesen	Wärmekunden, Grundpreis oder Zählerpreis	Kosten fallen pro Zähler an
Verwaltungskosten	Wärmekunden, Grundpreis	Administrative Kosten fallen pro Kunde an
Erstellung eines neuen Hausanschlusses	Betroffener Kunde/Anschlussobjekt	Aufwand entsteht ausschliesslich durch den individuellen Netzanschluss

Wenn Kosten mehrere Kostentreiber haben, die Zuordnung nicht direkt messbar ist, sie aber dennoch verursachergerecht verteilt werden sollen, werden sie über Verteilschlüssel den Kostenträgern zugewiesen.

Dies ist in der Praxis insbesondere dann der Fall, wenn Kundensegmente oder Verbrauchsgruppen als Kostenträger unterschieden werden.

Tabelle 7 Beispiele Zuordnung über Verteilschlüssel von Kosten auf Kostenträger

Kostenstelle	Kostenträger	Möglicher Verteilschlüssel	Begründung
Energieeinkauf und -produktion: mengenabhängige Kosten	Verschiedene Wärmekundensegmente	Anteil gelieferte Energie je Segment	Kosten können nicht einem einzelnen Kostenträger zugewiesen werden, sie sollen verursachergerecht verteilt werden
Verteilnetz: Kapital- und Betriebskosten	Verschiedene Wärmekundensegmente	Anteil Anschlussleistung je Segment	Kosten können nicht einem einzelnen Kostenträger zugewiesen werden, sie sollen verursachergerecht verteilt werden
Verwaltungskosten (Kundenservice, Rechnungswesen)	Verschiedene Wärmekundensegmente	Kundenanteil je Kundensegment	Kosten können nicht einem einzelnen Kostenträger zugewiesen werden, sie sollen verursachergerecht verteilt werden
Instandhaltung Wärmeproduktionsanlagen	Wärmekunden, gelieferte Energie und Anschlussleistung	50 % an gelieferte Energie, 50 % an Anschlussleistung	Die Instandhaltung kann einerseits mengenabhängig sein, das Vorhandensein der Anlage ist aber auch eine Vorhalteleistung

4.7 Vor- und Nachkalkulation als Controllinginstrument

Für die Tarifikalkulation wird in der Regel eine prospektive Sicht eingenommen: Aus den erwarteten Kosten und Mengen werden Tarife gerechnet (Vorkalkulation). Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist die retrospektive Sicht relevant: es interessiert das effektive Verhältnis von Erlösen zu Kosten (Nachkalkulation).

Vorkalkulation

Bei der Vorkalkulation werden die Plankosten und Planmengen als Grundlage für die Tariffberechnung ermittelt. Die Plankosten entsprechen beispielsweise den Budgetwerten für das Folgejahr, ebenso die Planmengen.

Das Ergebnis der Vorkalkulation sind die Tarife, die den Kunden verrechnet werden.

Nachkalkulation

Um zu erkennen, ob mit den aktuellen Tarifen ein wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet ist, sollte nach jedem Geschäftsjahr eine Nachkalkulation auf Basis der tatsächlichen Kosten und Erlöse durchgeführt werden. Bei Bedarf können daraus Massnahmen wie Tarifierpassungen abgeleitet werden.

In der Nachkalkulation werden die tatsächlich angefallenen Kosten den tatsächlich angefallenen Erlösen gegenübergestellt. Die Differenz kann als Deckungsdifferenz dokumentiert werden. Die Dokumentation von Deckungsdifferenzen bedeutet nicht automatisch, dass jede Abweichung unmittelbar tarifwirksam ausgeglichen werden muss. Sie bildet vielmehr eine Grundlage für die wirtschaftliche Steuerung und für die Beurteilung, ob und wann Tarife, Kostenstruktur oder Investitionsplanung angepasst werden sollten.

Weitere Erläuterungen zur Berechnung und eine Möglichkeit zur Bewirtschaftung von Deckungsdifferenzen finden sich im Anhang (Abschnitt 6.6).

5. Tarifierung

5.1 Grundsätze der Tarifierung

Grundsätzlich ist jeder BTB frei, die Tarife⁶ nach eigenem Ermessen zu gestalten. Ziel der Tarifierung muss es sein, ausreichend hohe Erlöse für die Gesamtwirtschaftlichkeit zu erzielen. Die verrechneten Tarife sollen mindestens die Kosten inklusive der kalkulatorischen Zinsen decken. Eine wichtige Grundlage der Tarifierung bildet die Kostenträgerrechnung (vgl. Abschnitt 4.6).

Thermische Netze stehen in der Regel im Wettbewerb mit anderen Wärme- und Kältelösungen. Deshalb genügt es nicht, Tarife ausschliesslich aus der eigenen Kostenstruktur abzuleiten. Sie müssen auch aus Sicht der Kunden verständlich, attraktiv und im Vergleich zu verfügbaren Alternativen konkurrenzfähig sein.

Bei der Berechnung der Tarife sollten die Grundsätze gemäss Kapitel 1.2 beachtet werden, wobei jeder BTB die verschiedenen Grundsätze entsprechend seiner individuellen Situation gewichten sollte. Ist die Legislative oder die Exekutive (z. B. der Gemeinde) zuständig für die Festsetzung oder Genehmigung der Tarife in einem marktmächtigen thermischen Netz, muss die Preisüberwachung vor Tarifanpassungen angehört werden (vgl. PüG, 2013, Art. 14 Abs. 1).

Empfehlung

1. Verständlichkeit für Kunden anstreben

Die Tarifstruktur so einfach halten, dass sie gegenüber Kunden erklärt werden kann.

2. Grundmodell definieren

Ein zwei- oder dreistufiges Tarifmodell mit Arbeitspreis sowie Grund- und/oder Leistungspreis verwenden.

3. Anpassungslogik der Tarife im Zeitablauf festlegen

Indexierung oder periodische Überprüfung der Tarife klar regeln und dokumentieren.

4. Umgang mit Anschlusskosten definieren

Einstiegshürden für Kundinnen und Kunden durch Anschlusskosten beachten und bei Bedarf geeignete Zahlungs- oder Finanzierungsmodelle prüfen.

5. Anreize für Kunden setzen

Technische Anschlussbedingungen evtl. mit Bonus-/Malus-Elementen kombinieren: nur einsetzen, wenn sie messbar, verständlich und administrativ tragbar sind.

6. Konkurrenzfähigkeit sichern

Tarife aus Kundensicht mit verfügbaren alternativen Wärme- oder Kältelösungen vergleichen.

7. Dokumentation

Kostenbasis, Mengen- und Leistungsannahmen, Tariflogik und Anpassungsmechanismen dokumentieren.

⁶ In diesem Leitfaden wird der Begriff Tarife verwendet. Tarife bezeichnen dabei in der Regel die strukturierte Preislogik (z. B. Grundpreis, Arbeitspreis, Leistungspreis), während Preise den konkret verlangten Betrag für eine bestimmte Leistung bzw. Einheit darstellen.

5.2 Tarifelemente

In den Abschnitten 5.2.1 und 5.2.2 sind die gebräuchlichsten Tarifelemente beschrieben, aus denen ein BTN sein Tarifmodell aufbauen kann. Die Vor- und Nachteile verschiedener Tarifmodelle sind in Abschnitt 5.2.3 beschrieben.

5.2.1 Tarifelemente für einmalig anfallende Kosten

Als Anschlussbeiträge (oder einmaliger **Anschlussstarif**) an das thermische Netz können entweder die effektiv anfallenden einmaligen Kosten oder pauschale Beträge für die Erstellung, Erneuerung oder Anpassung eines Anschlusses in Rechnung gestellt werden. Sofern Pauschalen in Rechnung gestellt werden, können diese weiter differenziert werden (z. B. nach Distanz zur Hauptleitung und/oder Anschlussleistung). In Rechnung gestellte Pauschalen sollten sich an den Kosten für die Erstellung der Anschlüsse orientieren: Im Mittel über alle Anschlüsse sollten die verrechneten Pauschalen den Gesamtkosten für die Anchlusserstellung entsprechen. Es ist zu prüfen, ob Ausnahmen von den Pauschalen für besondere Verhältnisse, z. B. bei Industriekunden, zu definieren sind.

Einmalige Anschlussbeiträge können auch im Sinne eines Netzkostenbeitrages erhoben werden: dadurch können Investitionen in vorgelagerte Netzelemente und Zentralen finanziert werden.

Es besteht die Möglichkeit, einmalig anfallende Kosten über eine bestimmte Laufzeit zu verteilen, falls ein Kunde die Einmalbeiträge niedrig halten möchte. Umgekehrt kann es sein, dass Liegenschaftseigner die steuerliche Abzugsfähigkeit von werterhaltenden Investitionen höher gewichten und daher grössere einmalige Anschlussstarife bevorzugen. Dem BTN ist es freigestellt, ob er ein solches «Anschlussleasing» anbieten will. Insbesondere, wenn ein solches über längere Zeiträume gewährt wird, sind die daraus entstehenden Risiken zu beachten und einzupreisen.⁷

Sofern für die Erneuerung, Anpassung oder Stilllegung von Anschlüssen keine laufenden Rückstellungen gebildet werden, können auch diese Kosten den Kunden einmalig in Rechnung gestellt werden. Hier ist darauf zu achten, dies vertraglich klar zu regeln. Bei individuellen Verträgen ist eine solche Regelung (inkl. allfälliger Vertragsanpassung) problemlos möglich. Wenn Allgemeine Geschäftsbedingungen oder Reglemente zur Anwendung kommen, müssen diese Regelungen dort bereits beim Vertragsabschluss enthalten sein.

5.2.2 Tarifelemente für wiederkehrende Kosten

Diese Position umfasst sämtliche Kosten, welche nicht einmalig anfallen. Sie werden typischerweise in mehrere mögliche Tarifelemente übersetzt (nicht abschliessende Liste):

- **Arbeitspreis** in CHF/MWh oder Rp./kWh: Er deckt die verbrauchsvariablen (verbrauchsgebundenen) Kostenelemente, z. B. Energiebeschaffungskosten. Grundlage für die Verrechnung ist der gemessene Verbrauch.
- **Leistungsabhängiger Grundpreis (Leistungspreis)** in CHF/kW: Er deckt die fixen (verbrauchsunabhängigen) Kosten, d. h. die Kosten der Energieverteilung, welche einen Bezug zur Netzdimensionierung oder Leistungsvorhaltung beim Anschlussnehmer haben.
- **Fixer Grundpreis** (oder allgemeiner Grundpreis) in CHF/Anschluss pro Jahr oder Monat: Zusätzlich oder an Stelle eines Leistungspreises kann ein Grundpreis verrechnet werden, der allgemeine Fixkosten, z. B. einen Teil der Kapital- und Betriebskosten und/oder einen Verwaltungskostenanteil deckt.
- **Messpreis** in CHF/Messstelle pro Jahr oder Monat: Er deckt die Kosten für Betrieb, Unterhalt und Wartung der Messinfrastruktur (Zählerinstallation, Eichung, Auswertungssoftware etc.).

Die möglichst sachgerechte Übersetzung der Kosten in Tarife ist aus wirtschaftlichen Gründen sehr wichtig. Werden sämtliche Kosten beispielsweise nur über einen Arbeitspreis verrechnet, können verbrauchsunabhängig anfallende Kosten (z. B. Betriebskosten) nicht gedeckt werden, wenn der Wärmeabsatz temperaturbe-

⁷ Z. B. für die Fälle von Eigentümerwechseln, Firmenkonkursen, Wegzug von Kunden etc.

dingt niedrig ist. Umgekehrt besteht bei einem zu hohen Gewicht des Grundpreisanteils (zu niedriger Arbeitspreis) die Gefahr, dass bei einem hohen Wärmeabsatz die variablen Kosten (z. B. Einkauf Holzschnitzel) nicht gedeckt werden können.

Für den BTN ist die Sachgerechtigkeit der Kostenüberleitung in Tarife zur Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit wichtig. Aus Kundensicht ist auch die Verständlichkeit und Einfachheit der Tarife ein wichtiges Kriterium: ein zu kompliziertes Tarifsystem kann Kunden abschrecken, da es nur schwer verständlich ist. Ebenso wichtig wie Sachgerechtigkeit ist deshalb Einfachheit aus Kundensicht. Falls behördliche Vorgaben zur Tarifgestaltung bestehen, müssen diese ebenfalls eingehalten werden.

5.2.3 Vor- und Nachteile verschiedener Tarifmodelle

Die Übersicht in Tabelle 8 beschreibt die Ausgestaltung sowie die Vor- und Nachteile von ein- bis dreistufigen Tarifmodellen. Ein zweistufiges Tarifmodell mit einem Arbeitspreis und einem Leistungspreis stellt häufig einen guten Kompromiss zwischen Sachgerechtigkeit und Marktfähigkeit dar, da es vergleichsweise einfach und gut verständlich ist. Je nach Vorgaben des Betreibers, der Eigentümer oder der zuständigen Behörden sowie je nach lokalen Rahmenbedingungen können jedoch auch andere Tarifmodelle zweckmässig sein. Die einmaligen Anschlusskosten (vgl. Abschnitt 5.2.1) werden normalerweise separat erhoben.

Tabelle 8 Vor- und Nachteile der verschiedenen Tarifmodelle

Tarifmodell	Beschreibung	Vorteile	Nachteile
3-stufiges Tarifmodell: Arbeitspreis Leistungspreis Grundpreis (Messpreis)	Alle Kostenpositionen werden mit strukturell ähnlichen Tarifelementen hinterlegt: Energiekosten im Arbeitspreis, Leitungskosten im Leistungspreis, allg. Kosten im Grundpreis	Kosten können entsprechend der Kostenverursachung abgerechnet werden. Differenzierte Anreizmodelle möglich: BTN kann gezielte Anreize setzen, etwa zur Reduktion von Spitzenlasten oder Steigerung der Energieeffizienz Solide Kostenüberwälzung senkt Risiko für BTN, da fixe Kosten über Grund- und Leistungspreise abgedeckt werden.	Gewisse Komplexität in der Preisberechnung: Die Aufteilung in mehrere Preisbestandteile erhöht den administrativen Aufwand.
2-stufiges Tarifmodell: Arbeitspreis Leistungspreis oder Grundpreis (Messpreis)	Unterscheidung nach fixen und verbrauchsvariablen Kosten und entsprechend Weitergabe über Leistungs- oder Grundpreise einerseits und Arbeitspreise andererseits.	Wenige Tarifkomponenten erleichtern Kommunikation und Administration. Verursachergerechtigkeit ziemlich gut adressierbar: Fixkosten können über den Leistungspreis oder Grundpreis und Energiebereitstellungskosten über den Arbeitspreis grundsätzlich verursachergerecht verteilt werden.	Kostenverursachungsprinzip weniger flexibel umsetzbar, z. B. wird Leistungsoptimierung nicht gefördert, wenn kein Leistungspreis verrechnet wird, oder es besteht das Risiko einer Fixkostenunterdeckung, wenn kein fixer Grundpreis verrechnet wird und es zu Lastrückgängen kommt.
1-stufiges Tarifmodell: Arbeitspreis	Im einstufigen Modell werden sämtliche Kosten über den Arbeitspreis gedeckt.	Einfaches Tarifsystem: nur ein Preisbestandteil – leicht kommunizierbar, verständlich und administrativ minimaler Aufwand Energieeffizienzanzreiz: Da nur die verbrauchte Energiemenge kostet, besteht ein klarer Anreiz, den Wärmeverbrauch zu reduzieren.	Keine Bepreisung der Vorhalteleistungen: Fixkosten für Netz und Erzeugung werden nicht leistungsgerecht gedeckt. Heizgradtag-Risiko: Warme Winter senken den Verbrauch und damit die Erlöse. Dies gefährdet die (Fix-)Kostendeckung. Erlösrisiko aufgrund Energieeffizienz: Gebäudesanierungen oder Kunden, welche eine Brauchwarmwassererzeugung lokal installieren, reduzieren die Absatzmengen und erhöhen damit das Erlösrisiko.

In den hier beschriebenen Grundmodellen können weitere Anzeielemente (vgl. Abschnitt 5.4) zur Beeinflussung des Nachfrageverhaltens hinzugefügt werden.

5.3 Tarifgestaltung mit und ohne Indexierung

Bei thermischen Netzen haben sich indexierte Tarife weitgehend etabliert. Dabei wird ein Tarifelement jährlich, teils monatlich, an einen Indexstand angepasst. Es gibt aber auch BTN, die ihre Tarifelemente jährlich auf Basis der jeweiligen Kosten ermitteln. Die Abwägung, inwiefern indexierte Tarife sinnvoll sind oder nicht, muss von jedem BTN individuell gemacht werden. Als Hilfestellung werden nachfolgend die wichtigsten Vor- und Nachteile der Tarifierungsvarianten aufgeführt.

5.3.1 Tarifgestaltung mit Indexierung

Um den Kunden eine gewisse Preisstabilität und Verlässlichkeit zu gewährleisten, kann eine Tarifbasis beim Vertragsabschluss fixiert werden. Zur Abfederung von Preisveränderungen im Marktumfeld bzw. bei Vorleistungen wird der Tarif an einen Preisindex oder mehrere Preisindizes gebunden.

Umsetzung

- Die Indizes bilden nicht nur die Zusammensetzung der Energieträger ab, sondern die Beschaffungskostenstruktur. Dabei sollten der regulatorische Rahmen und der Beschaffungsmarkt berücksichtigt werden.
- Die Indizes sollten so gewählt werden, dass sie die Veränderungen in den zugrunde liegenden Kosten möglichst gut abbilden (spezifische Kosten und Mengeneffekte).
- Sofern Wärme von KVA, Industriebetrieben oder Rechenzentren bezogen wird, sollten mögliche Entwicklungen bei den Lieferanten (Sanierungen, Neubau) berücksichtigt werden. Das Preissystem bzw. die Kostenverrechnung zwischen Lieferanten und BTN sollte sinnvoll gestaltet werden (in der Regel nach den Grundprinzipien in Abschnitt 1.2).
- Eine Koppelung an alternative Wärmeprodukte aus Kundensicht (z. B. Holzpellets, Vollkosten Wärmepumpe) ist problematisch, da sich diese vollständig von der eigenen Kostenstruktur lösen können.
- Die Höhe der Tarifelemente soll für alle Kunden (innerhalb eines Segmentes) gleich sein, die zum gleichen Zeitpunkt einen Vertrag abgeschlossen haben. Die Höhe der Tarifelemente kann zwischen Kunden innerhalb eines Kundensegments unterschiedlich ausfallen, wenn der Vertrag zu einem unterschiedlichen Zeitpunkt abgeschlossen wurde oder andere objektive Unterschiede zwischen den Kunden bestehen.
- Die Preisindizes sollten nur dann in neuen Verträgen geändert werden, wenn erwartet wird, dass sie den Kostenverlauf zukünftig nicht adäquat abbilden (z. B., weil die Gewichtung eines Energieträgers ändert).
- Es sind, wo immer möglich, öffentlich verfügbare Preisindizes zu verwenden, um die Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten.
- Der Zeitpunkt und die Modalitäten der Tarifanpassung sollten vertraglich festgelegt werden.
- Die Vertragslaufzeiten bzw. die Möglichkeiten zur Tarifanpassung sollten so gewählt werden, dass trotz Indexierung das Risiko für den BTN kalkulierbar bleibt. Größere Beschaffungsrisiken sollten ausgeschlossen werden.
- Zur Prüfung, ob die Preisindizes adäquat sind, ist jährlich eine Nachkalkulation durchzuführen (vgl. Abschnitt 4.7). Stellen sich Ungleichgewichte ein, ist eine Korrektur der Tarife in neuen Verträgen und evtl. eine Anpassung der Preisindizes zu prüfen.

Beispiele für Tarifindizes

- Gaskosten für Spitzenlastherzeugung (bei kurzfristiger marktnaher Beschaffung): Tarifkomponente, die mit dem Gasmarktpreis indexiert (z. B. EEX THE oder PEG Month-Ahead⁸) und nach effektiv benötigter Gasmenge gewichtet wird.

⁸ Verfügbar bei EEX (<https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub>): Natural Gas, Futures, THE oder PEG, Physical, Month, für Folgemonat)

- Stromkosten für den Betrieb der Netzpumpen (bei langfristiger marktnaher Beschaffung): Strompreisindex (z. B. EEX CH Year-Ahead⁹)
- Heizöl: Preisindex Hauseigentümergebiet¹⁰ (vergangenheitsorientiert, d. h. mit Zeitverzug)
- Brennstoffkosten im Holzheizwerk (mit Waldholz): Holzschnitzelindex¹¹ oder Produzentenpreisindex Rohholz, Subindex Energieholz¹²
- Für den Leistungs- oder Grundpreis: Landesindex der Konsumentenpreise¹³, Baupreisindex¹⁴, Lohnkostenindex¹⁵ (bzw. gewichtete Kombination der Indizes)

Zahlenbeispiel

Ein thermisches Netz hat ein zweistufiges Tarifsystem (Arbeitspreis und leistungsabhängiger Grundpreis). Über den Arbeitspreis werden die Kosten der Energiebeschaffung (Wärmeerzeugung) abgedeckt und über den Leistungspreis die Wärmeverteilung (Netz).

Die Wärmeerzeugung setzt sich aus Industrieabwärme, welche dem Erzeuger über einen langfristig fixierten Preis abgegolten wird, und der Energie eines Holzheizwerkes zusammen. Die Kostenanteile an der Wärmeerzeugung betragen je 50 Prozent; indexiert wird nur der Preisbestandteil (Kostenanteil) des Holzheizwerkes.

Bei der Wärmeverteilung machen Kostenbestandteile, die einer Teuerung unterworfen sind (Betrieb und Instandhaltung, Verwaltung und Vertrieb), 40 Prozent der Gesamtkosten aus.

Der Preis könnte nun wie folgt indexiert werden:

$$\text{Arbeitspreis}_{\text{Tarifjahr}} = \left(0.5 + 0.5 \times \frac{\text{Holzschnitzelindex}_{\text{Tarifjahr}}}{\text{Holzschnitzelindex}_{\text{Basisjahr}}}\right) \times \text{Arbeitspreis}_{\text{Basisjahr}}$$

$$\text{Leistungspreis}_{\text{Tarifjahr}} = \left(0.6 + 0.4 \times \frac{\text{Lohnkostenindex}_{\text{Tarifjahr}}}{\text{Lohnkostenindex}_{\text{Basisjahr}}}\right) \times \text{Leistungspreis}_{\text{Basisjahr}}$$

Vorteile von indexierten Tarifen

- Verlässlichkeit des Tarifsystems aus Kundensicht: keine nicht nachvollziehbaren Preissprünge, gute Absicherung gegenüber einem schlechten Geschäftsverlauf des BTN, langfristige Planungssicherheit in den Verträgen.
- Minimierte Marktrisiken aus BTN-Sicht: Die Tarife können automatisch angepasst werden, sobald sich die gewählten Indizes verändern. Bilden diese die Kostenentwicklung adäquat ab, können allgemeine Marktrisiken (z. B. Energiebeschaffungskosten, Baukosten, Berücksichtigung der allgemeinen Teuerung) abgedeckt werden.

Nachteile von indexierten Tarifen

- Die Höhe der Tarifelemente wird initial beim Vertragsabschluss festgelegt: Aus Sicht des BTN können unerwartete Entwicklungen nicht berücksichtigt werden (z. B. Mehrkosten beim Netzbau, Wechsel des Energieträgers).
- Erhöhte Komplexität, wenn die Tarife nicht für alle Kunden (innerhalb eines Segmentes) einheitlich sind (z. B. bei unterschiedlichen Ausgangstarifen).
- Die Wahl eines geeigneten Preisindex erfordert eine Antizipation zukünftiger Entwicklungen, auch hinsichtlich Wärmequellen.

⁹ Verfügbar bei EEX (<https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub>): Power, Futures, CH, Base, Year, für Folgejahr

¹⁰ Verfügbar bei HEV (<https://www.hev-schweiz.ch/vermieten/statistiken/energiepreise/>)

¹¹ Verfügbar bei Holzenergie Schweiz (<https://www.holzenergie.ch/fachthemen/preisindex-schnitzel-und-holzpellets>)

¹² <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/preise/produzentenpreise-importpreise/produzentenpreise.html>

¹³ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/preise/landesindex-konsumentenpreise/detailresultate.html>

¹⁴ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/preise/baupreise/baupreisindex.html>

¹⁵ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/arbeits-erwerb/loehne-erwerbseinkommen-arbeitskosten/lohnindex.html>

- Indexierte Tarife können naturgemäss nicht aufgrund des Geschäftsgangs der BTN verändert werden. Das kann die Steuerung der Wirtschaftlichkeit bzw. die Gewährleistung des Kostendeckungsprinzips erschweren.
- Häufig bilden Strom- und Gasmarktpreisindizes nicht die effektiven Energiebeschaffungskosten ab (Netznutzungskosten und weitere Komponenten der Energiebeschaffung; nicht marktnahe Verträge).

5.3.2 Tarifgestaltung ohne Indexierung (periodisch neu festgelegte Tarife)

In diesem Modell werden die Tarife nicht automatisch anhand von Indizes angepasst. Sie werden periodisch auf Basis der erwarteten Kosten, Mengen und Erlöse überprüft und bei Bedarf angepasst.

Umsetzung

- Klare Berechnungslogik der Tarifelemente.
- Kalkulation und Anpassung der Tarife in einem für die Kunden verständlichen Rhythmus (z. B. quartalsweise oder jährlich).
- Jährliche Nachkalkulation zur Überprüfung der Wirtschaftlichkeit.
- Kosten-Erlös-Abweichungen können entsprechend der Phase des thermischen Netzes (etabliert oder Aufbauphase) bewirtschaftet und in der Tarifikalkulation berücksichtigt werden.
- Klare und frühzeitige Kommunikation von Tarifanpassungen inklusive Begründung.
- Grössere Tarifsprünge vermeiden: möglichst berechenbar für die Kunden sein.
- Meldung von Preiserhöhungen an die Preisüberwachung (für BTN verpflichtend, deren Preise durch eine Legislative oder Exekutive festgelegt werden).

Vorteile von nicht-indexierten Tarifen

- Einfache Kommunikation: Nicht-indexierte Tarife sind einfach zu kommunizieren. Es müssen keine Berechnungsformeln vereinbart und erklärt werden.
- Tarife können so festgelegt werden, dass sie für alle Kunden identisch sind, was vertrauensbildend wirken kann.
- Einfache Abrechnung: Die Abrechnungssysteme sind relativ einfach, da nicht für jeden Kunden potenziell ein eigener Tarif eingepflegt werden muss.
- Anpassbarkeit: Nicht-indexierte Tarife können – bei Bedarf – flexibel angepasst werden. Bei rascher Anpassung sind die Preisrisiken für die BTN gering.
- Flexibilität auf Markt: Die Tarife können direkt an die effektiven wirtschaftlichen Anforderungen angepasst werden (z. B. eine Tarifierhöhung, falls die Energiedichte geringer ist als ursprünglich angenommen, oder eine Tarifsenkung, wenn die Wärme günstiger als erwartet bereitgestellt werden kann).

Nachteile von nicht-indexierten Tarifen

- Geringere Berechenbarkeit aus Sicht der Kunden: Der Kunde ist gewissermassen «ausgeliefert» und trägt das wirtschaftliche Risiko teilweise mit, profitiert aber auch schneller von Tarifsenkungen bei gutem Geschäftsgang.
- Preiserhöhungen (z. B. aufgrund Kostensteigerungen durch die allgemeine Teuerung) müssen begründet werden. Der Automatismus der Preisanpassung auf Basis von Preisindizes entfällt.
- Zusätzlicher Aufwand bei der Kommunikation: Tarifanpassungen (insbesondere Erhöhungen) müssen publiziert und kommuniziert werden.

5.4 Preisdifferenzierung und Anreize

Typischerweise werden thermische Netze für die Deckung des Wärme- und Kältebedarfs im Komfortbereich genutzt. Die verhältnismässig niedrigen Temperaturen in diesem Nutzungsbereich ermöglichen den Einsatz von Umwelt- und Abwärme. Damit können exergetisch höherstehende Primärenergien geschont werden. Mit geeigneten Anreizsystemen wird in einigen thermischen Netzen bereits gearbeitet.

Wichtig ist ein Augenmerk auf die technische und verrechnungstechnische Umsetzbarkeit, damit attraktive Tarifelemente keinen grossen Zusatzaufwand verursachen. Ebenfalls zu beachten ist, dass ein tariflicher An-

reiz keine Garantie für eine Verhaltensänderung beim Kunden ist. Im Zweifelsfall sollten Anforderungen, welche einen effizienten Betrieb sicherstellen, über technische Anschlussbedingungen eingefordert und sichergestellt werden.

Ein tariflicher Anreiz für die Rücklaufftemperatur (Bonus oder Malus) kann bei thermischen Netzen sinnvoll sein. Dabei ist darauf zu achten, dass die Kunden auf den Bonus/Malus auch angemessen reagieren können. Eine wiederholte Verrechnung eines Malus, wenn die technische Umsetzung schlicht nicht möglich oder zumutbar ist, wird sowohl die Anreizwirkung verringern wie auch die Kundenbindung belasten. In den technischen Anschlussbedingungen können ambitionierte Rücklaufftemperaturen vorgeschrieben werden. Werden diese erreicht (bzw. nicht eingehalten), wird ein Bonus (bzw. Malus) verrechnet. Der ausgewiesene, gut sichtbare Bonus/Malus auf der Kundenrechnung soll den Kunden dazu bewegen, die Regelung der Übergabestation entsprechend zu optimieren.

Als Voraussetzung dafür müssen die Messgeräte die Rücklaufftemperaturen erheben und auslesen können. Ausserdem sollten die Toleranzfenster ebenfalls vertraglich festgehalten sein (z. B. Überschreitungsdauer 10 Minuten, 1 Stunde, 1 Tag, 1 Woche). Meldungen bei Überschreitungen sind evtl. auch ausserhalb des Verrechnungszyklus sinnvoll.

Ein Nachteil von Rücklaufftemperaturanreizen ist, dass die Rücklaufftemperatur teilweise abhängig von Gebäudetechnik und Nutzerverhalten ist, sie ist also nicht immer vollständig durch einen Kunden steuerbar. Dies kann zu Akzeptanzproblemen führen. Ausserdem können Malus-Belastungen Kunden verärgern. Bonus-Elemente können deshalb bei vergleichbarer Wirkung sinnvoller/kundenfreundlicher sein.

Darüber hinaus sind weitere Anzeilelemente und Tariffdifferenzierungen denkbar. Diese sind im Anhang beschrieben (vgl. Abschnitt 6.7).

5.5 Konkurrenzfähigkeit der Tarife

Die Tarife thermischer Netze sollten nicht nur aus der eigenen Kostenstruktur hergeleitet, sondern auch regelmässig auf ihre Konkurrenzfähigkeit überprüft werden. Dies ist insbesondere wichtig, weil thermische Netze in der Regel im Wettbewerb mit anderen Wärme- oder Kältelösungen stehen. Ein wirtschaftlich korrekt kalkulierter Tarif ist aus Betreibersicht zwar notwendig, genügt aber nicht, wenn er aus Kundensicht gegenüber verfügbaren Alternativen nicht attraktiv ist.

Die Prüfung der Konkurrenzfähigkeit erfolgt in mehreren Schritten:

Relevante Konkurrenz bestimmen

Zunächst ist zu klären, mit welchen Alternativen das thermische Netz aus Sicht der Kunden tatsächlich konkurriert. Relevant sind jene Lösungen, die technisch, rechtlich und wirtschaftlich realistisch verfügbar sind. Dazu gehören je nach Gebiet und Kundensegment insbesondere:

- Luft/Wasser-Wärmepumpen
- Erdsonden- oder Grundwasserwärmepumpen
- Holzheizungen oder Pelletanlagen
- Bestehende Öl- oder Gasheizungen, soweit deren Weiterbetrieb zulässig und realistisch ist
- Dezentrale Kälteanlagen
- Andere Nah- oder Fernwärmelösungen

Die relevante Konkurrenz kann je nach Kundengruppe unterschiedlich sein. Für ein Einfamilienhaus, ein Mehrfamilienhaus, ein Gewerbeobjekt oder einen Industriekunden sind nicht dieselben Alternativen massgebend. Deshalb sollte der Vergleich nach typischen Kundensegmenten erfolgen.

Gesamtkosten aus Kundensicht vergleichen

Der Vergleich sollte nicht nur auf Basis des Arbeitspreises erfolgen. Entscheidend sind die Gesamtkosten über den relevanten Betrachtungszeitraum aus Sicht der Kunden. Dazu gehören insbesondere:

- Einmalige Anschlussbeiträge oder Anschlusskosten

- Kosten für kundenseitige Anpassungen, etwa Hausstation, hydraulische Anpassungen oder Rückbau bestehender Anlagen
- Jährliche Grund-, Leistungs-, Mess- und Arbeitspreise
- Erwartete Preisentwicklung oder Indexierung
- Wartungs- und Betriebskosten auf Kundenseite
- Ersatzinvestitionen über den Betrachtungszeitraum
- Förderbeiträge oder steuerliche Effekte, soweit relevant
- Restwerte oder Rückbaukosten bestehender Anlagen
- Risiken, etwa Energiepreis-, CO₂- oder Betriebsrisiken
- Komfort-, Platz- und Servicevorteile, soweit sie für die Kunden relevant sind

Im Minimum sollten die Kosten die einmaligen Anschlussbeiträge oder -kosten sowie die wiederkehrenden Preise (Grund-, Leistungs-, Mess- und Arbeitspreise) im Vergleich berücksichtigt werden.

Als Betrachtungszeitraum eignet sich in der Regel die wirtschaftliche Nutzungsdauer der kundenseitigen Heiz- oder Kälteanlage, beispielsweise 15 bis 25 Jahre. Der Vergleich sollte möglichst als Vollkostenvergleich erfolgen, etwa über jährliche Durchschnittskosten oder Barwerte.

Massnahmen bei ungenügender Konkurrenzfähigkeit prüfen

Wenn die Tarife oder Gesamtkosten des thermischen Netzes deutlich über den relevanten Alternativen liegen, sollte der Betreiber die Ursachen analysieren und mögliche Massnahmen prüfen. Ziel ist nicht zwingend, immer die günstigste Lösung anzubieten. Das Angebot sollte aber aus Kundensicht erklärbar und langfristig attraktiv bleiben.

Mögliche Massnahmen sind:

- **Investitionskosten:** Etappierung überprüfen, Netzdimensionierung optimieren, Trassenführung anpassen, Standardisierung von Hausanschlüssen und Übergabestationen prüfen
- **Anschlusskosten:** Anschlussbeiträge glätten, pauschalieren oder teilweise über laufende Preise finanzieren; Fördermittel gezielt einsetzen
- **Betriebskosten:** Pumpenbetrieb, Netztemperaturen, Rücklauftemperaturen, Wärmeverluste und Instandhaltungsprozesse optimieren
- **Energieproduktion:** günstigere oder stabilere Wärmequellen prüfen, Anteil Abwärme oder Umweltwärme erhöhen, Spitzenlaststrategie optimieren
- **Tarifstruktur:** Verhältnis von Arbeitspreis, Leistungspreis und Grundpreis überprüfen; Kundensegmente sachgerecht differenzieren
- **Absatz und Anschlussdichte:** Kundengewinnung verstärken, Etappierung an realistische Anschlussquoten anpassen, Schlüsselkunden sichern
- **Finanzierung:** Kapitalstruktur, Laufzeiten, Fördermittel, Bürgschaften oder Risikoteilung mit Partnern prüfen
- **Vertragsmodell:** längere Vertragslaufzeiten, Preisstabilisierung, Anschlussleasing oder kundenfreundliche Zahlungsmodelle prüfen
- **Kommunikation:** Vollkostenvergleich transparent darstellen, Vorteile wie Komfort, Versorgungssicherheit, Platzgewinn, geringerer Betriebsaufwand und Dekarbonisierung erklären
- **Projektumfang:** Teilgebiete mit ungenügender Energiedichte zurückstellen oder anders erschliessen

Wenn die Konkurrenzfähigkeit trotz Optimierungen nicht erreicht wird, sollte geprüft werden, ob das Netzgebiet, die Ausbaustufe, die Tarifstruktur oder das Versorgungskonzept angepasst werden müssen. In Einzelfällen kann auch der Verzicht auf eine Erschliessung oder eine spätere Realisierung wirtschaftlich sinnvoller sein als ein dauerhaft nicht marktfähiges Angebot.

Dokumentation

Die Prüfung der Konkurrenzfähigkeit sollte dokumentiert werden. Dazu gehören die betrachteten Kundensegmente oder Referenzobjekte, die berücksichtigten Alternativlösungen, die verwendeten Kostenannahmen, der Betrachtungszeitraum, die Ergebnisse des Vollkostenvergleichs sowie daraus abgeleitete Massnahmen oder

Entscheide. Eine solche Dokumentation unterstützt die interne Entscheidungsfindung und erleichtert die Kommunikation gegenüber Kunden, Eigentümern, Gemeinden und Finanzierungspartnern.

6. Anhang

6.1 Fälle, in denen thermische Netze als marktmächtig beurteilt wurden

Schweiz – Kanton Genf (SIG, Réseaux thermiques structurants):

Die Preisüberwachung qualifiziert die Services Industriels de Genève (SIG) im Zusammenhang mit den strategischen thermischen Netzen ausdrücklich als marktmächtig. In der Empfehlung zu den Tarifen wird festgehalten, dass SIG als marktmächtig gilt und aufgrund des kantonalen Rechts ab 2025 über ein Monopolrecht für die Entwicklung und den Betrieb der strategischen thermischen Netze verfüge. Die Tarife unterlägen damit der Aufsicht nach dem Preisüberwachungsgesetz (PüG) (vgl. Preisüberwachung, 2024).

Schweiz – Stadt Bern (ewb Fernwärme):

In der Empfehlung zu den Fernwärmetarifen von Energie Wasser Bern (ewb) hält die Preisüberwachung fest, dass ewb im Versorgungsgebiet über ein *lokales öffentliches Monopol* verfügt. Für bestehende Kunden bestimmen in der Regel keine zumutbaren Ausweichmöglichkeiten, weshalb ewb als marktmächtiges Unternehmen im Sinne des Preisüberwachungsgesetzes einzustufen sei (vgl. Preisüberwachung, 2023).

Deutschland – Monopolkommission:

Die Monopolkommission stuft den Fernwärmesektor strukturell als Bereich ein, in dem Wettbewerb typischerweise nicht wirksam sei. Fernwärmenetze werden mehrheitlich als natürliche Monopole beschrieben, bei denen Preis- und Zugangsregulierung an die Stelle von Marktmechanismen treten müssen (vgl. Monopolkommission, 2024).

6.2 Annuitäten

Thermische Netze sind kapitalintensive Infrastrukturen mit langen Nutzungsdauern. Ein wesentlicher Teil der Kosten entsteht zu Beginn durch hohe Investitionen in Erzeugungsanlagen, Leitungsnetze, Übergabestationen und weitere technische Infrastruktur. Die Einnahmen entwickeln sich dagegen oft erst schrittweise, da der Kundenstamm und die abgesetzten Energiemengen über mehrere Jahre aufgebaut werden.

Werden Abschreibungs- und Zinskosten rein linear oder nach den Ansätzen der Finanzbuchhaltung berücksichtigt, kann dies zu starken Schwankungen in der kalkulatorischen Kostenbasis führen. In den ersten Jahren fallen häufig hohe Kapitalkosten an, während diese im Zeitverlauf deutlich abnehmen. Gleichzeitig können in der Aufbauphase eines Netzes Defizite entstehen, während in späteren Jahren Überdeckungen auftreten. Für die Tarifierung ist eine solche Kostenentwicklung oft schwer vermittelbar und kann zu instabilen oder sprunghaften Tarifverläufen führen.

Die Annuitätenmethode dient dazu, die kapitalabhängigen **Kosten über die Nutzungsdauer einer Anlage gleichmässiger zu verteilen**. Sie ermöglicht eine langfristige Betrachtung der Investitionskosten und trägt dazu bei, die Kostenbasis für Tarife über die Zeit zu glätten.

Bei der Annuitätenmethode werden die Investitionskosten über die Nutzungsdauer der Anlage in gleich hohe jährliche Beträge umgerechnet. Diese jährliche Annuität umfasst sowohl die kalkulatorischen Abschreibungen als auch die kalkulatorischen Zinsen auf das gebundene Kapital.

Dadurch ergeben sich mehrere Vorteile:

Erstens führt die Methode zu stabileren Kosten- und Tarifverläufen. Dies ist insbesondere bei thermischen Netzen relevant, weil deren Investitionen langfristig ausgerichtet sind und sich die Nutzung des Netzes über viele Jahre entwickelt.

Zweitens verbessert die Annuitätenmethode die verursachergerechte Zuordnung der Kapitalkosten über die Nutzungsdauer. Die Kosten werden nicht einseitig den frühen Betriebsjahren belastet, sondern gleichmässiger auf jene Jahre verteilt, in denen die Infrastruktur genutzt wird.

Drittens erleichtert die Methode den Vergleich verschiedener Projekte oder Ausbauvarianten. Investitionen mit unterschiedlichen Zeitpunkten, Nutzungsdauern oder Kapitalbindungen können besser miteinander verglichen werden, weil sie auf jährliche Kosten umgerechnet werden.

Viertens kann die Glättung der Kapitalkosten die **Akzeptanz der Tarife** erhöhen. Wenn starke tarifliche Ausschläge vermieden werden, sind die Preise für Kunden besser nachvollziehbar und planbarer.

Die Annuitätenrechnung eignet sich deshalb insbesondere für Kostenrechnungen, Tarifmodelle und Wirtschaftlichkeitsanalysen mit langfristigem Planungshorizont. Sie ist vor allem dann nützlich, wenn Investitionen zyklisch erfolgen, etwa bei Netzerweiterungen, Ersatzinvestitionen oder dem etappenweisen Ausbau von Erzeugungsanlagen.

Die Annuität umfasst sowohl die kalkulatorischen Abschreibungen als auch die kalkulatorischen Zinsen auf das gebundene Kapital. Die jährliche Annuität A ergibt sich aus den Investitionskosten I , dem kalkulatorischen Zinssatz i (z. B. WACC) und der Nutzungsdauer n gemäss der üblichen Annuitätenformel.

$$A = I \times \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Die Annuität stellt den gleichbleibenden jährlichen Betrag dar, der über die Nutzungsdauer sowohl die kalkulatorische Verzinsung des gebundenen Kapitals als auch die kalkulatorische Abschreibung abdeckt. Rechnerisch wird dadurch die Summe aus Abschreibungen und Zinsen geglättet, unabhängig vom Alter der Anlage.

Die Annuitätenrechnung ist primär ein Instrument der Kosten- und Tarifikalkulation und nicht der externen Rechnungslegung. Ein wesentlicher Nachteil der Annuitätenmethode besteht darin, dass die kalkulatorischen Abschreibungen und Restwerte nicht mit der Finanzbuchhaltung (FiBu) übereinstimmen. Insbesondere stimmen die bilanziellen Restwerte nicht mit den rechnerischen Restwerten der Betriebsbuchhaltung (BeBu) überein. Dies erfordert eine klare Trennung zwischen finanzbuchhalterischer und kostenrechnerischer Betrachtung. Eine Dokumentation der verwendeten Annuitätenannahmen ist in diesem Zusammenhang unerlässlich.

6.3 WACC

Die Methode zur Berechnung des WACC sollte sich an wissenschaftlich gestützten Methoden und praktisch üblichem Vorgehen orientieren. Insbesondere die Methodik in anderen Infrastrukturbereichen kann zur Orientierung von den BTN herangezogen werden. Neben dem Finanzierungsverhältnis (Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital) sind die Parameter zur Ermittlung des FK- und des EK-Zinssatzes zu bestimmen. In Abbildung 7 ist die Berechnungslogik schematisch dargestellt. Die gelb hervorgehobenen Elemente sind für jedes thermische Netz individuell entsprechend des jeweiligen Risikos bzw. aufgrund des EK- und FK-Anteils zu bestimmen. Die übrigen Parameter können aus Berechnungen für andere Branchen herangezogen werden, da es sich um Einschätzungen zum Schweizer Markt handelt und nicht um unternehmensindividuelle Parameter. Die WACC-Berechnung sollte periodisch aktualisiert werden. Insbesondere sind Änderungen bei den risikolosen Zinsen nachzuführen. Parameter, die das individuelle Risiko abbilden, werden nur geändert, wenn sich die Risikosituation ändert.

Abbildung 7 Parameter der WACC-Berechnung.

$$\begin{array}{c}
 \text{WACC} = \text{EK-Zinssatz} \times \text{EK-Anteil} + \text{FK-Zinssatz} \times \text{FK-Anteil} \\
 \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Risikoloser Zins FK}} + \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Risikoloser Zins FK}} \\
 \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Risikozuschlag EK = Marktrisikoprämie}} \times \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Relatives Risiko: Equity Beta (\beta_{levered})}} \\
 \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Risikozuschlag/Bonitätszuschlag FK}}
 \end{array}$$

Quelle: Die Darstellung orientiert sich an den Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes für Stromverteilnetzbetreiber für das Tarifjahr 2026 (vgl. Bundesamt für Energie (BFE), 2025).

Eine Übersicht der Methode zur Bestimmung der WACC-Parameter findet sich z. B. für Stromnetze¹⁶ und für Förderinstrumente für erneuerbare Energien¹⁷ auf der Website des BFE oder für Flughäfen im Anhang der Verordnung über Flughafengebühren¹⁸. Dort sind auch die jährlich aktualisierten Parameterwerte aufgeführt. Die Berechnungslogik branchenunabhängiger Parameter kann grundsätzlich aus den WACC-Berechnungen anderer Branchen übernommen werden. Aus Konsistenzgründen ist diese Methodik jedoch über einen längeren Zeitraum beizubehalten (kein jährlicher Methodenwechsel).

Zur Festlegung der unternehmensspezifischen Parameter im Eigen- und Fremdkapitalzinssatz hat jeder BTN das Risiko seines Netzes eigenständig zu beurteilen.

Bei der Einschätzung des Risikos sind Themen zu berücksichtigen, die sich auf Kosten und/oder Erlöse auswirken. Dazu gehören unter anderem folgende Punkte:

- Welche Risiken bestehen auf der Seite des thermischen Netzes?
Relevant sind z. B. technologische Risiken, Risiken aus Regulierungen und Vorschriften für den Bau und Betrieb.
- Welche Wärmeproduktionstechnologien bzw. -quellen stehen zur Verfügung oder können erschlossen werden und mit welchen Risiken gehen diese einher?
Relevant sind z. B. technologisches Risiko, das Risiko einer Erhöhung der Beschaffungspreise, CO₂-Intensität der Wärmeversorgung in Verbindung mit den Kosten der Dekarbonisierung.
- Welche Risiken bestehen auf der Absatzseite? Wie sicher sind die angestrebten/prognostizierten Absatzmengen, welcher Teil ist gesichert? Mit welcher Energiedichte wird gerechnet?
Relevant sind z. B. die Wettbewerbssituation im Vergleich zu anderen Wärmebezugsquellen, ob eine Anschlusspflicht besteht, welche umweltpolitischen Rahmenbedingungen bestehen.

Die Berechnungslogik der Abbildung 7 können die BTN gemäss Berechnungsschema der Tabelle 9 umsetzen. Die hellblau hinterlegten Parameter sind branchenunabhängig. Die hellgelb hervorgehobenen Parameter sind hingegen risikospezifisch; sie hängen vom jeweiligen Unternehmen bzw. vom konkreten Projekt ab und sind daher für jedes thermische Netz individuell festzulegen. Es ist davon auszugehen, dass das Asset Beta einzelner thermischer Netze nicht empirisch anhand von Daten vergleichbarer börsenkotierter Unternehmen bestimmt werden kann, da entsprechende thermische Netze nicht börsenkotiert sind. Vor diesem Hintergrund empfiehlt sich ein Vorgehen analog zur Herleitung des Asset Betas bei geförderten Stromproduktionsanlagen: Ausgehend von einem Referenzbeta werden Zu- und Abschläge vorgenommen. Konkret wird ein Basiswert für

¹⁶ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/wacc.html/>

¹⁷ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/wacc-kalkulatorischer-zinssatz.html>

¹⁸ <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2012/328/de>

börsenkotierte Wasserkraft herangezogen und die Betas durch entsprechende Zu- bzw. Abschläge auf dieses Wasserkraft-Beta abgeleitet.¹⁹

Tabelle 9 Berechnungsschema für den WACC

Parameter, die für ein bestimmtes Unternehmen oder Projekt gelten			
Parameter, die branchenunabhängig sind			
Kapitalstruktur	Kürzel	Formel	
Kapitalstruktur	<i>K</i>		
Fremdkapital-Anteil	<i>K1</i>	Eingabe	Auf Basis der (Ziel-)kapitalstruktur
Eigenkapitalanteil	<i>K2</i>	$1 - K1$	
Korrigierter Leverage-Faktor	<i>L</i>	$1 + K1 \div K2 \times (1 - 0.1 \div B1)$	
EK-Zinssatz, Eigenkapitalkostensatz			
Marktrendite	<i>R</i>	$R1 + R2$	Marktrendite zuzüglich Inflationserwartung
Risikoloser Zinssatz EK	<i>R1</i>	Eingabe	z. B. langfristiger Durchschnitt Bundesobligation
Marktrisikoprämie	<i>R2</i>	Eingabe	Marktoptik, z. B. Gesamtschweiz
Asset Beta (βunlevered)	<i>B1</i>	Eingabe	Auf Basis des individuellen Risikos
Equity Beta (βlevered)	<i>B</i>	$B1 \times L$	
Eigenkapitalkostensatz	<i>E</i>	$R1 + R2 \times B$	Zinssatz für Eigenkapitalanteil
FK-Zinssatz, Fremdkapitalkostensatz			
Risikoloser Zinssatz FK	<i>F1</i>	Eingabe	z. B. langfristiger Durchschnitt Bundesobligation
Fremdkapitalrisikoprämie	<i>F2</i>	Eingabe	Auf Basis des individuellen Risikos
Fremdkapitalkostensatz	<i>F</i>	$F1 + F2$	Zinssatz für Fremdkapitalanteil
WACC			
«Vanilla»-WACC	<i>I</i>	$F \times K1 + E \times K2$	

Quelle: Die Darstellung orientiert sich an den Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes für Stromverteilernetzbetreiber für das Tarifjahr 2026 (vgl. Bundesamt für Energie (BFE), 2025).

6.4 Detailliertes Kostenrechnungsschema

Für grössere thermische Netze und für Querverbundunternehmen (mit einer Elektrizitätsversorgung) bietet sich eine detailliertere Kostenerfassung an als in Abschnitt 4.5 beschrieben.

Der Grundaufbau der Erfassungssystematik orientiert sich am Kostenrechnungsschema für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2025a, 2025b). Die Systematik ist erprobt und im Grundsatz auch bei Gasnetzbetreibern (vgl. Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG), 2021) verbreitet. Sie erleichtert Querverbundunternehmen die Umsetzung für thermische Netze.

¹⁹ Das Vorgehen ist beschrieben in IFBC AG (2022), Kapitalkostensätze bei den Fördersystemen für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien.

Tabelle 10 Detailliertes Kostenrechnungsschema für thermische Netze

Nummer	Kostengruppe	Wertschöpfungsstufe:		Energieverteilung	
		Energie- einkauf	Energie- produktion	Wärme-, Kälteverteilung	Mess- und Regelwesen
100	Kalkulatorische Kapitalkosten der Anlagen				
100.1	Kalkulatorische Abschreibungen		x	x	x
100.2	Kalkulatorische Zinsen		x	x	x
100.3	Kalkulatorische Zinsen Anlagen im Bau		x	x	x
200	Betriebskosten				
200.1	Anlagenbetrieb		x	x	x
200.2	Instandhaltung		x	x	x
200.3	Netzverluste und Messdifferenzen			x	
200.4	Sonstige Kosten	x	x	x	x
300	Beschaffungskosten				
310.1	Bezug Primärenergie	x	x	x	
320.1	Wärme-/Kältebezug	x			
400	Vergütungen an Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber zur Effizienzsteigerung im Netz				
500	Aufbau/Abbau Rückstellungen		x	x	
600	Verwaltungs- und Vertriebskosten				
600.1	Management und Verwaltung	x	x	x	x
600.2	Vertrieb			x	
600.3	Kalkulatorische Verzinsung des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens	x	x	x	x
600.4	Sonstige Kosten	x	x	x	x
700	Direkte Steuern				
700.1	Gewinnsteuern		x	x	x
700.2	Kapitalsteuern		x	x	x
800	Abgaben				
800.1	Konzessionsabgaben			x	
800.2	Sonstige Abgaben			x	
900	Sonstige Erlöse				
900.1	Förder- und Kostenbeiträge		x	x	x
900.2	Sonstige Erlöse	x	x	x	x
	Total Kosten				
1000	Auflösung von Deckungsdifferenzen	x	x	x	x
	Total Kostenbasis für Tarife				

6.5 Detailerläuterungen zu Kostenpositionen

100 Kalkulatorische Kapitalkosten der Anlagen

100.1 Kalkulatorische Abschreibungen

Erfasst werden die regulären und ausserordentlichen Abschreibungen (siehe Abschnitt 4.4.3).

100.2 Kalkulatorische Zinsen

Die kalkulatorischen Zinskosten ergeben sich aus der Multiplikation des kalkulatorischen Zinssatzes mit dem Anlagenrestwert (siehe Abschnitt 4.4.4).

Zur Kostenglättung kann mit Annuitäten gerechnet werden (siehe Anhang Abschnitt 6.2). Dies ist entsprechend zu dokumentieren und konsistent anzuwenden.

100.3 Kalkulatorische Zinsen Anlagen im Bau

Aufgelaufene Kosten noch nicht aktivierter Investitionen werden verzinst. Die Zinskosten der Anlagen im Bau werden später nicht mit der Anlage aktiviert.

200 Betriebskosten

200.1 Anlagenbetrieb

Die Kosten für den Anlagenbetrieb setzen sich hauptsächlich zusammen aus der Projektierung, der Planung und dem Betrieb von Netz-, Produktions- und Messanlagen.

Werden Kosten mit einer Anlage aktiviert, gehören sie nicht zu den laufenden Betriebskosten (keine Doppelverrechnungen an die Kunden).

Projektierung und Planung

- Kosten Machbarkeitsstudien
- Varianten- und Standortanalysen
- Netz- und Hydraulikberechnungen
- Ausführungsplanung (Leitungsnetz, Stationen, Erzeuger)
- Baubegleitung und Inbetriebnahme
- Bewilligungs- und Genehmigungsaufwand
- Projektmanagement und Qualitätssicherung
- Periodische Kosten für die Verwaltung bestehender Dienstbarkeiten

Betrieb von Netzanlagen

- Führen und Betrieb eines Geographischen Informationssystems
- Wasseraufbereitung und Betriebsmittel Netzwasser
- Spülung, Entlüftung und Druckhaltung
- Reparaturen an Leitungen, Armaturen und Hausanschlussleitungen
- Pumpenbetrieb (Stromverbrauch, sofern separat gemessen) und Pumpenwartung
- Leittechnik
- Bereitschaftsdienst/Störungsbehebung

Betrieb von Produktionsanlagen (Energiebereitstellung)

- Betrieb und Überwachung von Wärmepumpen
- Betriebsstoffe (Öle, Chemikalien)
- Kesselreinigungen und Feuerungswartungen
- Emissionsmessungen und gesetzliche Prüfungen
- Massnahmen zur Effizienz im Netz

Betrieb der Mess- und Zählerinfrastruktur

- Periodische Kalibrierung der Messapparaturen

- Austausch turnusgemäss geeichter Messgeräte
- Messdatenübertragung (Fernablesung, Kommunikation)
- Lizenzkosten für die Messdatenverwaltung
- Zählerfernauslesung, Datenaufbereitung und Plausibilisierung

Querschnittsleistungen

- Schulung von Betriebspersonal
- Pikettdienst und Betriebssicherheit
- Kommunikationskosten für Netz- und Messtechnik (z. B. Leckageüberwachung)
- Anteilige Raumkosten für Betrieb und Lager (Ersatzteil- oder Brennstofflager)
- Kosten für betriebliche Informatik
- Kosten für Betriebsfahrzeuge
- Betriebshaftpflichtversicherung
- Logistik und Beschaffung von betrieblichen Zählern und Kundenzählern
- Betriebskosten für die Ablesung und die Datenübertragung von Messanlagen
- Entsorgungskosten
- Dokumentation und Betriebsführungshandbücher

200.2 Instandhaltung

Die Kosten für die Instandhaltung umfassen Material und Ersatzteile, Fremdleistungen und Eigenleistungen für Inspektionen, Wartung, Instandsetzung, Störungsbehebungen, Reparaturen, Umlegungen, Provisorien, Abbrucharbeiten und Ersatz.

200.3 Netzverluste inkl. Messdifferenzen

Die Netzverluste ergeben sich aus der Differenz der eingespeisten und der abgenommenen thermischen Energie. Die Netzverluste sollten zu den Durchschnittskosten der Energiebereitstellung bewertet werden, d. h. inkl. einem Teil der Verwaltungs- und Vertriebskosten.

Verluste von Netzwasser durch Leckagen/Undichtheiten im Netz müssen ausgeglichen werden. Die damit verbundenen Kosten können im Vergleich zum Aufwand für die Leckagesuche klein sein, sollten aber nicht langfristig toleriert werden.

200.4 Sonstige Kosten

Die sonstigen Betriebskosten umfassen beispielsweise die Kosten für

- Haftpflicht- und Sachversicherungen
- Mieten, Entschädigung für Nutzungsrechte und Leasing
- Baurechtszinsen, Kulturschäden, Entgelte an Dritte für Dienstbarkeiten, Entschädigungen für Durchleitungsrechte (sofern nicht passiviert)

300 Beschaffungskosten

Unter dieser Position werden die Kosten für die ins Netz eingespeiste und später verteilte Energie erfasst. Falls der BTN eigene Heizzentralen betreibt, ist das die eingekaufte Primärenergie (Position 310). Wird (zusätzlich) Wärme direkt eingekauft, werden die Kosten in der Position 320 abgebildet.

310.1 Bezug Primärenergie

Die Kosten für die Beschaffung von Primärenergie fallen hauptsächlich in der Energiebereitstellung bei der Wärmeproduktion an. Dazu gehören beispielsweise die Beschaffung von Holz für ein Holzheiz(kraft)werk, Elektrizität (inkl. Netznutzung und Abgaben) für eine Wärmepumpe, eine Power-to-Heat-Anlage sowie Öl oder Gas (inkl. Netznutzung und Abgaben) für die Spitzenlastkessel.

In besonderen Fällen können zusätzliche Primärenergiekosten bei der Energieverteilung angesiedelt werden, etwa für Wärmepumpen zur Absenkung der Rücklauftemperatur im Netz (Netzoptimierung) und für temporäre Wärmequellen bei Netzunterbrüchen.

310.2 Bezug Primärenergie – CO₂-Abgabe

Um eine verursachergerechte Bepreisung und das separate Ausweisen der CO₂-Abgabe zu ermöglichen, sollten gesetzliche Mehrkosten (wie aktuell die CO₂-Abgabe) separat erfasst werden.

310.3 Bezug Primärenergie – Zertifikate für ökologischen Mehrwert

Um eine verursachergerechte Bepreisung und das separate Ausweisen von freiwillig erworbenen Zertifikaten für die Bereitstellung des ökologischen Mehrwerts (z. B. Schweizer Biogaszertifikate, naturemade star) zu ermöglichen, sollten die Kosten für beschaffte Zertifikate separat erfasst werden. Dies gilt insbesondere, falls den Kunden verschiedene ökologische Qualitäten angeboten werden.

320.1 Wärme-/Kältebezug

Die Kosten für den Wärme-/Kältebezug fallen innerhalb der Energiebereitstellung an, wenn die Wärme oder Kälte nicht selbst produziert, sondern bezogen wird. Das umfasst beispielsweise die Vergütung für die Abwärme von Kehrrichtverwertungsanlagen, Abwasserreinigungsanlagen oder von Industrieabwärme, die Bezugskosten von Holzenergie oder die Kosten von Gaswärme.

320.2 Wärme-/Kältebezug – CO₂-Abgabe

Um eine verursachergerechte Bepreisung und das separate Ausweisen der CO₂-Abgabe zu ermöglichen, sollte die CO₂-Abgabe separat erfasst werden.

320.3 Wärme-/Kältebezug – Zertifikate für ökologischen Mehrwert

Um eine verursachergerechte Bepreisung und das separate Ausweisen von Zertifikaten für ökologischen Mehrwert (Biogaszertifikate, naturemade star) zu ermöglichen, sollten die Kosten für beschaffte Zertifikate separat erfasst werden. Dies gilt insbesondere, falls den Kunden verschiedene ökologische Qualitäten angeboten werden.

400 Vergütungen an Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber zur Effizienzsteigerung im Netz

Allenfalls kann die betriebliche Effizienz des thermischen Netzes verbessert werden, indem ein Endverbraucher, Energieerzeuger oder Speicherbetreiber Massnahmen trifft. Unter Umständen hat dieser Akteur von sich aus keinen Anreiz, die Massnahme umzusetzen. Falls eine Vergütung oder ein Kostenbeitrag an einen dieser Akteure zur Realisierung einer Massnahme führt, kann dies den Kosten angerechnet werden. Mitnahmeeffekte sollten dabei unbedingt vermieden werden.

Beispiel: Eine energetische Sanierung beim Kunden zur Absenkung der Rücklauftemperatur oder der Einbau eines Tagesspeichers lohnt sich für diesen nicht (fehlende Tarifierreize). Besser wäre es hier, zuerst tarifliche Anreize zur Absenkung der Rücklauftemperatur zu schaffen bzw. einen adäquaten Leistungspreis einzuführen. Falls tarifäre Anreize nicht ausreichen, die Kundenmassnahme aber dennoch im allgemeinen Interesse ist, wäre ein Kostenbeitrag an den Kunden effizient.

500 Aufbau/Abbau Rückstellungen

Rückstellungen können einerseits für substanzielle nicht versicherbare Betriebsrisiken (Havarien, Wegfall grosser Kunden, erwartete regulatorisch begründete Mehrkosten) und andererseits für künftige Stilllegungs- und Rückbaukosten getätigt werden. Sie sollten begründet werden können und kostengerecht sein. Das Risiko von Beschaffungspreisschwankungen gilt als Marktrisiko und begründet keine Rückstellungen. Dieses Risiko wird z. B. über die Bildung von Deckungsdifferenzen adressiert (siehe dazu Position 1000).

Unter welchen Bedingungen Rückstellungen in der Finanzbuchhaltung gebildet werden, ist durch den Rechnungslegungsstandard definiert. Dies ist relevant, wenn die Rückstellungen aufwandsgleich (wie in der Finanzbuchhaltung) einfließen.

Der Aufbau der Rückstellungen wirkt kostensteigernd, die Entnahme kostensenkend. Der Bestand der Rückstellungen ist zweckgebunden und wird nicht verzinst.

600 Verwaltungs- und Vertriebskosten

600.1 Management und Verwaltung

Die Kosten für Management und Verwaltung entstehen aus den folgenden Aktivitäten:

- Geschäftsleitung
- Personalwesen (Stellenausschreibung, Anstellungsprozess, Personaladministration, ...)
- Rechnungswesen (Buchhaltung, Kostenrechnung, Treuhand, Geschäftsbericht, Controlling, Debitoren- und Kreditorenverwaltung, Mahnwesen, Liquiditätsplanung, ...)
- Rechtsdienst (Juristische Unterstützung, Verträge, ...)
- Sekretariat
- Informatik
- Verbandsbeiträge
- Anteilige Raummieten für die Verwaltung

600.2 Vertrieb

Die Vertriebskosten entstehen aus den folgenden Aktivitäten:

- Werbung und Kommunikation
- Öffentlichkeitsarbeit und Begleitung politischer Prozesse
- Kundeninformationen (Versand, Webseite, Kundenportal, ...)
- Preiskalkulation
- Abrechnung und Rechnungsstellung (Porto, Drucksachen, IT)
- Vertragsmanagement
- Anteilige Raummieten für den Vertrieb

600.3 Kalkulatorische Verzinsung des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens

Der Betrieb des thermischen Netzes bindet Kapital (Vorräte, Forderungen abzüglich Verbindlichkeiten). Dieses betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen wird mit einem kalkulatorischen Zinssatz (WACC) verzinst.

Zur Herleitung der Zinskosten für das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen (NUV) kann die folgende Formel verwendet werden:

$$\begin{aligned} & \text{Zinskosten betriebsnotwendiges NUV} \\ & = ((\text{Kosten (ohne 600.3, 800, 1000) + Vorräte}) \\ & \times \text{durchschnittliche umsatzgewichtete Rechnungsstellungsfrequenz in Monaten} \\ & \div 12 \text{ Monate}) \times \text{WACC} \end{aligned}$$

Die Rechnungsstellungsfrequenz in Monaten beträgt eins, wenn allen Kunden monatlich Rechnung gestellt wird und drei Monate bei quartalsweiser Rechnungsstellung. Die durchschnittliche umsatzgewichtete Rechnungsstellungsfrequenz wird wie folgt berechnet:

$$\begin{aligned} & \text{Durchschnittliche umsatzgewichtete Rechnungsstellungsfrequenz} \\ & = (\text{Umsatz der Kunden mit monatlicher Rechnungsstellung} \times 1 \\ & + \text{Umsatz der Kunden mit quartalsweiser Rechnungsstellung} \times 3 \\ & + \text{Umsatz der Kunden mit halbjährlicher Rechnungsstellung} \times 6 \\ & + \text{Umsatz der Kunden mit jährlicher Rechnungsstellung} \times 12) \div \text{Gesamtumsatz} \end{aligned}$$

Zahlenbeispiel:

Umsatz Kunden mit monatlicher Rechnungsstellung: CHF 243'000

Umsatz Kunden mit quartalsweiser Rechnungsstellung: CHF 297'000

Gesamtumsatz: CHF 540'000:

$$\begin{aligned} & \text{Durchschnittliche umsatzgewichtete Rechnungsstellungsfrequenz} \\ & = (\text{CHF } 243'000 \times 1 \text{ Monat} + \text{CHF } 297'000 \times 3 \text{ Monate}) \div \text{CHF } 540'000 = 2,1 \text{ Monate} \end{aligned}$$

Kosten = CHF 500'000
 Vorräte = CHF 10'000
 durchschnittliche Rechnungsstellungsfrequenz = 2,1 Monate
 WACC = 4 Prozent:

$$\begin{aligned} & \text{Zinskosten betriebsnotwendiges NUV} \\ & = ((\text{CHF } 500'000 + \text{CHF } 10'000) \times 2,1 \text{ Monate} \div 12 \text{ Monate}) \times 4 \text{ Prozent} = \text{CHF } 3'570 \end{aligned}$$

Diese (in diesem Beispiel) 3'570 CHF pro Jahr können als Kosten unter dieser Position geltend gemacht werden.

600.4 Sonstige Kosten

Falls im Bereich Vertrieb und Verwaltung sonstige Kosten entstehen, die nicht in den oberen Positionen enthalten sind, können diese unter den «sonstigen Kosten» erfasst werden.

700 Direkte Steuern

Bei Energieversorgern und damit auch BTN sind direkte Steuern vom Unternehmen selbst zu tragende Abgaben auf Gewinn und Kapital, die als betriebliche Kosten in die Kalkulation einfließen können.

700.1 Gewinnsteuern

Die Gewinnsteuern können entweder aufwandsgleich (d. h. wie sie in der Finanzbuchhaltung im Jahresabschluss erscheinen) oder kalkulatorisch ermittelt werden. Die aufwandsgleichen Gewinnsteuern sind in der Regel einfacher zu ermitteln, falls für das thermische Netz eine Spartenrechnung geführt wird oder neben dem thermischen Netz keine weiteren Geschäftsbereiche bewirtschaftet werden. Sie können jedoch verzerrt sein, falls z. B. die Abschreibungen in der Finanzbuchhaltung nicht denjenigen der Betriebsbuchhaltung entsprechen (Vorsichtsprinzip) oder Sondereffekte eingetreten sind, die nichts mit der eigentlichen Leistungserstellung zu tun haben (z. B. Kapitalgewinne oder -verluste bei Finanzvermögen und Beteiligungen).

Deshalb ist es oft sinnvoll und betriebsbuchhalterisch genauer, die Gewinnsteuern nicht aufwandsgleich, sondern kalkulatorisch zu berücksichtigen.

1. Ermittlung der Kapitalverzinsung nach Steuern auf Gesamkapitalebene (EBI):

Der kalkulatorische Gewinn vor Zinsen nach Steuern (EBI) ergibt sich aus der Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens mit einem Nachsteuer-Kapitalkostensatz (WACC)²⁰. Der verwendete Nachsteuer-WACC bildet den nach Steuern erwarteten Ertrag auf dem gesamten eingesetzten Kapital unter Berücksichtigung der Zielkapitalstruktur ab.

$$\text{EBI} = \text{Betriebsnotwendiges Vermögen (vgl. 4.4.4)} \times \text{WACC}$$

2. Ermittlung des Gewinns nach FK-Zinsen (E):

Vom EBI werden die Fremdkapitalkosten abgezogen. Das Ergebnis E stellt den kalkulatorischen Gewinn nach Steuern und nach Fremdkapitalzinsen dar.

$$E = \text{EBI} - \text{Fremdkapital} \times \text{Fremdkapitalzinssatz}$$

3. Ermittlung des Gewinns vor Steuern nach Zinsen (EBT):

Zur expliziten Ausweisung der kalkulatorischen Gewinnsteuern wird das Nachsteuer-Ergebnis E rechnerisch auf ein fiktives Ergebnis vor Steuern (EBT) hochgerechnet. Hierzu wird ein massgeblicher durchschnittlicher Steuersatz (z. B. aus dem Vorjahr) verwendet.

$$\text{EBT} = \frac{E}{(1 - \text{Steuersatz})}$$

²⁰ Der Nachsteuer-WACC berechnet sich folgendermassen: Vanilla-WACC - (Fremdkapitalkostensatz × Fremdkapital-Anteil × Steuersatz). Bei einem Steuersatz von 0 % sind der Nachsteuer-WACC und der Vanilla-WACC somit identisch.

4. Ermittlung der kalkulatorischen Steuern:

Die kalkulatorischen Gewinnsteuern ergeben sich als Produkt aus dem fiktiven Ergebnis vor Steuern (EBT) und dem Steuersatz:

$$\text{Kalkulatorische Gewinnsteuern} = \text{EBT} \times \text{Steuersatz}$$

Zahlenbeispiel:

Betriebsnotwendiges Vermögen: CHF 5'000'000
Nachsteuer-WACC: 4 Prozent²¹
Fremdkapital CHF 3'000'000 (Fremdkapitalanteil 60 Prozent)
Fremdkapitalzinssatz: 2 Prozent
Gewinnsteuersatz: 15 Prozent

1. Ermittlung des kalkulatorischen Gewinns vor Zinsen nach Steuern (EBI):

$$\text{EBI} = \text{CHF } 5'000'000 \times 4 \text{ Prozent} = \text{CHF } 200'000$$

2. Ermittlung des Gewinns nach FK-Zinsen (E): EBI abzüglich Fremdkapitalkosten

$$E = \text{CHF } 200'000 - 3'000'000 \times 2 \text{ Prozent} = \text{CHF } 140'000$$

3. Ermittlung des Gewinns vor Steuern nach Zinsen (EBT): E geteilt durch 1 minus massgeblicher Durchschnittsteuersatz des Unternehmens (z. B. aus Vorjahr)

$$\text{EBT} = \frac{140'000}{(1 - 15 \text{ Prozent})} = \text{CHF } 164'705.88$$

4. Ermittlung der kalkulatorischen Steuern: EBT multipliziert mit dem Steuersatz.

$$\text{Kalkulatorische Gewinnsteuer} = \text{CHF } 164'705.88 \times 15 \text{ Prozent} = \text{CHF } 24'705.88$$

Diese (in diesem Beispiel) CHF 24'705.88 pro Jahr können als Kosten unter dieser Position geltend gemacht werden.

Die auf dieser Basis ermittelten Gewinnsteuern stellen kalkulatorische Steuern dar. Sie dienen ausschliesslich der Transparenz und Vergleichbarkeit innerhalb der Kostenrechnung sowie dem Vergleich mit Kostenrechnungen, in denen Gewinnsteuern explizit als Aufwand ausgewiesen werden.

Die ausgewiesenen Gewinnsteuern entsprechen nicht den effektiven Unternehmenssteuern, sind nicht fiskalisch relevant und nicht Bestandteil der Finanzbuchhaltung. Sie begründen insbesondere keine steuerliche Verpflichtung und haben keine Aussagekraft für steuerliche Veranlagungen. Massgeblich für steuerliche Zwecke bleiben ausschliesslich die Finanzbuchhaltung und die darauf basierende Steuererklärung.

700.2 Kapitalsteuern

Kapitalsteuern auf das Eigenkapital eines Unternehmens, die von Kantonen und Gemeinden erhoben werden können, werden von den thermischen Netzen als betriebliche Kosten berücksichtigt.

800 Abgaben

Zu entrichtende Abgaben an das Gemeinwesen erfordern eine kantonale oder kommunale öffentlich-rechtliche Grundlage. Die Abgaben an das Gemeinwesen können als Kosten angerechnet werden.

800.1 Konzessionsabgaben

Mit Konzessionsabgaben wird das Recht entschädigt, auf öffentlichem Grund und Boden Leitungen, Netz- und Produktionsanlagen zu bauen und zu betreiben (Entgelt für gesteigerten Gemeindegebrauch).

²¹ Der verwendete WACC sowie die anderen Werte (Zahlenbeispiele) dienen ausschliesslich der Veranschaulichung der Berechnungssystematik. Die Zahlen stellen keine Empfehlung dar und lassen keine Aussage über marktübliche Renditen zu.

800.2 Sonstige Abgaben

Sonstige Abgaben sind beispielsweise Gewinnabgaben öffentlich-rechtlicher Unternehmungen oder verpflichtende Beiträge an öffentliche Förderfonds und Energiesparprogramme.

900 Sonstige Erlöse

Sonstige Erlöse werden von den Kosten abgezogen (kostenmindernde Erlöse).

900.1 Förder- und Kostenbeiträge

Wiederkehrende Förder- und Kostenbeiträge sind ebenfalls von den Kosten abzuziehen.

Einmalige Investitionskostenbeiträge, à-fonds-perdu-Beiträge oder Einmalvergütungen sind dagegen zu passivieren und gemäss Abschreibungsdauer der geförderten Anlagen aufzulösen.

Allfällige Erlöse aus Risikoabsicherungen für thermische Netze gemäss Art. 7 des Klima- und Innovationsgesetzes (KIG, 2022) werden ebenfalls kostenmindernd erfasst.

Bei Förderbeiträgen ist auf die zulässige Kombination mit anderen Förder- und Klimaschutzinstrumenten zu achten. Insbesondere ist Unternehmen mit einer Zielvereinbarung CO₂ die Teilnahme am Gebäudedeckungsprogramm nicht gestattet. Entsprechende Beiträge dürfen deshalb nicht als kostenmindernde Förderbeiträge berücksichtigt werden, sofern das thermische Netz beziehungsweise der Betreiber unter eine solche ZV CO₂ fällt. Förderbeiträge aus anderen Programmen sind nur zu berücksichtigen, soweit sie rechtlich zulässig sind und keine unzulässige Doppelzählung oder Doppelförderung entsteht. Die BFE/BAFU-Richtlinie hält zudem fest, dass erhaltene oder in Aussicht gestellte Fördergelder und Subventionen bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu berücksichtigen sind (Sektion Industrie und Dienstleistungen, BFE, 2024).

900.2 Sonstige Erlöse

Wenn Dienstleistungen, für die kein separater Kostenträger besteht, in Rechnung gestellt werden bzw. die Kosten für die Erbringung der Dienstleistung weiter oben enthalten sind, werden diese als sonstige Erlöse von den Kosten abgezogen. Beispiele dafür sind:

- Individuell in Rechnung gestellte Energieberatungen
- Dienstleistungen für andere Geschäftsbereiche oder andere thermische Netze (Betriebsführung, Pikett oder Planung)
- Vermietung von Material oder Betriebsfahrzeugen
- Erlöse aus dem Weiterverkauf von Energieträgern (Weiterleitung Altholz etc.)

1000 Auflösung von Deckungsdifferenzen

Um zu gewährleisten, dass die Erlöse den Kosten entsprechen, kann jährlich eine Nachkalkulation durchgeführt werden (vgl. Abschnitt 4.7). Entstandene Kosten-Erlös-Abweichungen können dokumentiert und tarifwirksam bewirtschaftet werden.

6.6 Anrechnung und Dokumentation von Deckungsdifferenzen

Ob ein Deckungsdifferenzenspiegel geführt wird, liegt grundsätzlich im Ermessen des Betreibers. Bei thermischen Netzen, die im Wettbewerb mit anderen Wärme- oder Kältelösungen stehen, sind Abweichungen zwischen Kosten und Erlösen grundsätzlich Teil der unternehmerischen Chancen und Risiken. Solche Abweichungen müssen daher nicht zwingend separat dokumentiert oder über spätere Tarife ausgeglichen werden.

Eine systematische Dokumentation von Kosten-Erlös-Abweichungen (Deckungsdifferenzen) kann dennoch sinnvoll sein, insbesondere für das interne Controlling, für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit über mehrere Jahre oder bei grösseren Investitionsentscheiden. Für Betreiber, die als marktmächtig eingestuft werden oder deren Preise durch eine Legislative oder Exekutive festgelegt oder genehmigt werden, empfiehlt sich

eine nachvollziehbare Dokumentation der Kosten-Erlös-Abweichungen besonders. Sie erleichtert es, Tarifentwicklungen sachlich zu begründen und allfällige Rückfragen von Eigentümern, Gemeinden, Kunden oder Behörden zu beantworten.

Für Elektrizitätsverteilnetze besteht die Vorgabe, dass Deckungsdifferenzen innerhalb von drei Jahren abgebaut werden sollten. Für thermische Netze ist diese Frist auch in einer etablierten Phase eher kurz (mögliche Deckungsdifferenzen aufgrund von Temperaturschwankungen, fehlende Möglichkeit zur kurzfristigen Anpassung von Tarifen bei indexierten Tarifen).

Deckungsdifferenzen können deshalb auch über fünf oder sechs Jahre aufgelöst werden. Der Einfachheit halber wird in den folgenden Erläuterungen und Beispielen mit einem Abbau über drei Jahre gerechnet.

Die Deckungsdifferenz eines bestimmten Jahres t wird wie folgt ermittelt und bewirtschaftet.

1. Ermittlung der Deckungsdifferenz im Jahr t :

$$\text{Deckungsdifferenz}_t = \text{Erlös}_t - \text{Kosten}_t$$

2. Bewirtschaftung der Deckungsdifferenz (z. B. über drei Jahre):

$$\text{Angerechnete Deckungsdifferenz}_{t+2} = -\frac{\text{Deckungsdifferenz}_t}{3} \times (1+i)^2$$

$$\text{Angerechnete Deckungsdifferenz}_{t+3} = -\frac{\text{Deckungsdifferenz}_t}{3} \times (1+i)^3$$

$$\text{Angerechnete Deckungsdifferenz}_{t+4} = -\frac{\text{Deckungsdifferenz}_t}{3} \times (1+i)^4$$

$$i = \text{Fremdkapitalzinssatz}$$

Zahlenbeispiel:

Erlös im Jahr 2025 = CHF 515'000, Kosten im Jahr 2025 = CHF 500'000, Fremdkapitalzinssatz = 2 Prozent

$$\text{Deckungsdifferenz}_{2025} = \text{CHF } 515'000 - \text{CHF } 500'000 = 15'000 \text{ (Überdeckung)}$$

Das thermische Netz erzielt eine Überdeckung von CHF 15'000. Diese soll in diesem Beispiel den Kunden nun über drei Jahre zurückerstattet werden. Das «Guthaben» der Kunden wird verzinst.

$$\text{Angerechnete Deckungsdifferenz}_{2027} = -\frac{\text{CHF } 15'000}{3} \times (1+0.02)^2 = \text{CHF } -5'202$$

$$\text{Angerechnete Deckungsdifferenz}_{2028} = -\frac{\text{CHF } 15'000}{3} \times (1+0.02)^3 = \text{CHF } -5'306.04$$

$$\text{Angerechnete Deckungsdifferenz}_{2029} = -\frac{\text{CHF } 15'000}{3} \times (1+0.02)^4 = \text{CHF } -5'412.16$$

Im ersten Jahr des Abbaus der Deckungsdifferenz (2027) wird unter der Position 1000 Auflösung von Deckungsdifferenzen CHF -5'202 tarifwirksam angerechnet, im zweiten Jahr (2028) CHF -5'306.04 und im dritten Jahr (2029) CHF -5'412.16. Danach ist die Überdeckung aus dem Jahr 2025 abgebaut.

Die Bewirtschaftung der Deckungsdifferenzen sollte dokumentiert werden. Dies kann in Form eines Deckungsdifferenzenspiegels, wie beispielhaft in Abbildung 8 gezeigt, geschehen.

Abbildung 8 Beispielhafter Deckungsdifferenzenspiegel

Deckungsdifferenzenschema										
		Zinssatz für Tarifjahr:	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Deckungsdifferenz in CHF										
Tarifjahr	Tarifwirksame Anrechnung im Tarifjahr:	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
2026	CHF +15'000			CHF -5'202		CHF -5'412				
2027	CHF +20'000				CHF -6'936	CHF -7'075	CHF -7'216			
2028	CHF -30'000					CHF +10'404	CHF +10'612	CHF +10'824		
2029	CHF -10'000						CHF +3'468	CHF +3'537	CHF +3'608	
	Total Auflösung von DD im Tarifjahr:	0	0	-5'202	-12'242	-2'083	6'864	14'362	3'608	

Bestand Deckungsdifferenz Ende Periode in CHF									
Bestand aus Tarifjahr	Tarifjahr	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
2026			15'606	10'612	5'412	0			
2027				20'808	14'149	7'216	0		
2028					-31'212	-21'224	-10'824	0	
2029						-10'404	-7'075	-3'608	0
	Total Saldo DD per Ende Tarifjahr:	0	15'606	31'420	-11'650	-24'412	-17'899	-3'608	0

Verzinsung Deckungsdifferenzen in CHF									
Verzinsung aus Tarifjahr in CHF	Tarifjahr	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
2026			606	208	106	0			
2027				808	277	141	0		
2028					-1'212	-416	-212	0	
2029						-404	-139	-71	0
	Total Verzinsung von DD im Tarifjahr:	0	606	1'016	-828	-679	-351	-71	0

6.6.1 Bewirtschaftung der Deckungsdifferenz in der etablierten Phase

Die Deckungsdifferenz wird jeweils an die Kostenbasis für die Tarifierung in den Folgejahren angerechnet (Position 1000 Auflösung von Deckungsdifferenzen). Wie lange der Zeitraum für die Auflösung der Deckungsdifferenzen ist, hängt unter anderem davon ab, wie flexibel die Tarife angepasst werden können, d. h. ob Tarifelemente an Preisindizes gebunden sind oder nicht.

Dabei wird der Saldo der Deckungsdifferenz verzinst. Als Zinssatz wird beispielsweise der Fremdkapitalzinssatz verwendet (analog den Vorgaben für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber). In der Regel werden Unter- und Überdeckungen symmetrisch, d. h. mit dem gleichen Zinssatz, verzinst.

Die unter der Position 1000 angerechnete Auflösung der Deckungsdifferenz ist Teil der Kostenbasis für die Tarife. Das heisst sie fliesst bei der Nachkalkulation unverändert so ein, wie sie für das betreffende Jahr in der Vorkalkulation vorgesehen wurde.

6.6.2 Bewirtschaftung von Deckungsdifferenzen in der Aufbauphase

In der Aufbauphase wird ebenfalls für jedes Jahr eine Nachkalkulation durchgeführt. Eine sofortige Anrechnung der Unterdeckungen ist aber in vielen Fällen nicht möglich (starke Tariferhöhung wäre nicht marktfähig, Kundengewinnung würde erschwert) oder nicht sinnvoll (Anrechnung der Deckungsdifferenz ohne Tarifanpassung führt zu neuer Deckungsdifferenz).

Deshalb können Deckungsdifferenzen aus der Aufbauphase verzögert und über einen längeren Zeithorizont abgebaut werden. Dies ermöglicht einen langfristig wirtschaftlichen (kostendeckenden) Betrieb bei stabilen und marktfähigen Preisen.

Beispielsweise können Unterdeckungen, die während der ersten fünf Jahre der Geschäftstätigkeit entstehen, ab dem sechsten Jahr über zehn Jahre abgebaut werden. Da bei einem Abbau über einen solch langen Zeithorizont der Verzinsung eine hohe Bedeutung zukommt (Zinseszinsseffekt), sollte der Zinssatz mit Bedacht gewählt werden.

Temporäre Unter- oder Überdeckungen

Je nach Situation kann es im Interesse aller Kunden sein, die Tarife über einen bestimmten Zeitraum zu glätten und dabei bewusst Unterdeckungen (bei Aufbau oder Erweiterung) oder Überdeckungen (bei Rückbau) in Kauf zu nehmen.

Gerade in der Aufbauphase von thermischen Netzen kann es sein, dass die Erlöse niedriger sind als die Kosten (bzw. dass kostendeckende Tarife so hoch wären, dass sie nicht mehr marktfähig sind). Um zu gewährleisten, dass die Erlöse langfristig trotzdem den Kosten entsprechen, können die Kosten und/oder die Erlöse geglättet werden.

Erlösseitig erfolgt die Glättung über den Aufbau von Deckungsdifferenzen, die später wieder abgebaut werden: In einer ersten Phase (Aufbauphase) sind die Tarife (Erlöse) niedriger als die Kosten, und es wird eine Unterdeckung aufgebaut und dokumentiert. In einer zweiten Phase werden die Tarife so festgelegt, dass sie die Kosten decken inklusive des Abbaus der Unterdeckung.

Kostenseitig kann die Glättung über die Kapitalkosten erfolgen. Typischerweise sind in der Anfangsphase die Kapitalkosten sehr hoch, da noch kaum Abschreibungen getätigt wurden und das gebundene Kapital (Anlagenrestwert) und damit die kalkulatorischen Zinsen sehr hoch sind. Um die Kapitalkosten zu glätten, kann mit Annuitäten gerechnet werden (vgl. Anhang Abschnitt 6.2).

Auch in Phasen der Unterdeckung ist darauf zu achten, dass mindestens die mengenvariablen Kosten gedeckt sind.

6.7 Preisdifferenzierung und Anreize: weitere Ideen

Neben einem Bonus/Malus für die Rücklaufzeit sind weitere Preisdifferenzierungen denkbar. Die verschiedenen Anzelemente sind teilweise miteinander kombinierbar. Bei der Kombination ist jedoch darauf zu achten, dass das Preissystem für den Kunden verständlich bleibt. Sind die Anzelemente zu komplex, widersprüchlich oder nicht verständlich, können sie ihre Anreizwirkung nicht entfalten.

6.7.1 Zeitliche Differenzierung

Saisonale Differenzierung

Ein ganzjährig gleichbleibender Tarif für die Wärme-/Kältelieferung ist nur möglich, wenn die jahreszeitlich unterschiedlichen Gestehungs- und Opportunitätskosten über das Jahr gemittelt werden. Eine saisonale Differenzierung kann zur Steigerung der Gesamteffizienz und zu einer effizienteren Verwendung knapper (insbesondere erneuerbarer) Ressourcen beitragen. Damit kann z. B. die zukünftig immer stärker preisbildende CO₂-Intensität der Spitzenlast verursachergerechter zugeordnet werden.

Eine zeitliche Differenzierung der Tarife kann gezielt eingesetzt werden, um Lastspitzen zu glätten, kapazitive Engpässe zu entschärfen und netzdienliches Verhalten zu fördern. Durch entsprechende Preissignale können Wärmelasten zeitlich verlagert werden, etwa durch die Nutzung lokaler Speichermassen oder durch eine angepasste Betriebsweise von Warmwasserbereitern und Prozessen. Dies reduziert die Notwendigkeit, Spitzenlastkapazitäten vorzuhalten, und trägt dazu bei, Investitionen in Energieerzeugung und Netzausbau zu vermeiden.

Die konkrete Ausgestaltung der zeitlichen Differenzierung sollte dabei die Eigenschaften der eingesetzten Energieträger berücksichtigen. So können beispielsweise bei Kehrrechtverwertungsanlagen günstigere Wärmetarife im Sommer sachgerecht sein. Umgekehrt können günstigere Kältetarife im Winter helfen, das System effizienter auszulasten.

Für eine saisonale Differenzierung empfehlen sich zwei (Winter/Sommer) oder drei Zeitfenster (Winter [Dezember bis März] / Sommer [Juni bis September] / Übergangszeit [April/Mai und Oktober/November]).

Nachteile einer saisonalen Differenzierung bestehen in der aufwändigeren Ermittlung der abzurechnenden Mengen und deren Abrechnung, da die Tarife mehrmals jährlich ändern und daher mit Kommunikationsaufwand und Erklärungsbedarf gegenüber Kunden verbunden ist. Werden neben Sommer/Winter auch die Übergangszeiten differenziert, besteht zusätzlich die Gefahr von Fehlanreizen bei atypischem Witterungsverlauf.

Tageszeitliche Preissignale

Da insbesondere für die Wärme grosse tageszeitliche Schwankungen und Gleichzeitigkeiten (z. B. Morgenspitzen) beobachtet werden, könnten auch tageszeitlich unterschiedliche Tarife (Arbeitspreis und/oder Leistung)

sinnvoll sein. Damit würde die Vorhaltung von lokaler Speichermasse begünstigt oder insgesamt netzdienliches, lastglättendes Verhalten belohnt. Bei stromgetriebenen Wärmeerzeugern (z. B. Wärmepumpen) können tageszeitliche Strompreissignale berücksichtigt werden, etwa durch günstigere Tarife bei nächtlicher Stromverfügbarkeit oder bei hohen Solarstromüberschüssen zur Mittagszeit.

Für Industriekunden als Wärmeabnehmer können zeitlich differenzierte Tarife zusätzliche Anreize schaffen, Wärmebezüge in Zeiten geringer Netzauslastung zu verlagern, etwa auf Wochenenden oder Randzeiten. Umgekehrt können für Industriekunden als Wärmelieferanten differenzierte Zeitfenster Anreize setzen, Abwärme bevorzugt dann bereitzustellen, wenn sie systemisch besonders wertvoll ist.

Ausserdem fördern zeitlich differenzierte Tarife intelligentes Lademanagement von Brauchwarmwasser und von Speichern.

Tageszeitliche Preissignale können über eine Differenzierung zwischen Hoch- und Niedertarif erreicht werden, oder über eine feinere Abstufung, wie z. B. über vierstündliche Zeitfenster mit unterschiedlichen Tarifstufen:

- 0–4h (sehr günstig)
- 4–8h (sehr teuer)
- 8–12h (teuer)
- 12–16h (günstig)
- 16–20h (teuer)
- 20–24h (günstig)

Insgesamt erlaubt eine zeitliche Differenzierung der Tarife, netzdienliches Verhalten explizit zu belohnen und knappe Ressourcen verursachergerechter zuzuordnen.

Tageszeitliche Preissignale stellen zusätzliche Anforderungen an die Messgeräte: So müssen diese entweder Hoch- und Niedertarife abbilden können oder bei feineren Differenzierungen über ein Kommunikationsmodul Messdaten übermitteln. Dies bedeutet auch hohe Anforderungen an Datenqualität, IT-Sicherheit und Datenschutz. Ausserdem wird durch eine zeitliche Preisdifferenzierung die Tarifikalkulation anspruchsvoller.

Heute sind zeitliche Differenzierungen vielerorts eher geeignet für grosse Abnehmer mit Flexibilitäten im Verbrauchsverhalten. Ihre Akzeptanz könnte mit der flächendeckenden Einführung der Smart Meter aber stark steigen.

6.7.2 Mengen- und Leistungsanreize

Ähnlich wie zeitliche Anreize können Mengen- und Leistungsanreize dazu beitragen, dass die Energieträger effizient eingesetzt werden und das Netz ökonomisch dimensioniert wird.

Leistungs-Malus

Bezieht ein Kunde mehr als die vertraglich vereinbarte Leistung, wird ihm ein (erhöhter) Leistungspreis für die entsprechende Verrechnungsperiode belastet. So sollen die Kunden ihre abonnierten Leistungen einhalten. Das Anzeilelement sollte den Kunden transparent kommuniziert werden, damit sie ihre Leistung entsprechend abonnieren (vor allem bei Tarifsystemen mit hohem Leistungspreisanteil).

Voraussetzung für einen Anreiz zur Einhaltung der abonnierten Leistung sind Messgeräte, die die effektive Leistung messen und laufend übermitteln können (Kommunikationsmodul).

Treten Leistungsspitzen bei Störungen oder Fehlbedienung unbeabsichtigt auf, kann die Akzeptanz des Malus leiden.

Bezugs-Malus

Für eine verbesserte Absicherung von Fixkosten, insbesondere bei Tarifsystemen mit hohem Arbeitspreisanteil (z. B. als Schutz vor einem Nachfrageeinbruch in warmen Wintern), kann ein Bezugs-Malus bei Nichteinhaltung einer vertraglichen Mindestbezugsmenge verrechnet werden: Wird die vertraglich vereinbarte minimale Energiemenge nicht bezogen, wird sie dennoch (teilweise) verrechnet.

Ein Bezugs-Malus wird insbesondere dann auf Unverständnis beim Kunden stossen, wenn die Kosten der Energieerzeugung mehrheitlich variabel sind (z. B. kein Gaseinkauf, kein Holzverbrauch). Verursachergerechte Leistungs- oder Grundpreise sind deshalb in der Regel einem Bezugs-Malus vorzuziehen.

Abrechnung des verbrauchten Volumens

Neben der Energiemenge in kWh wird auch die Wassermenge (Kubikmeter), die durch die Wärmetauscher fließt, verrechnet. Dies setzt einen Anreiz zur Reduktion des Volumenstroms pro kWh Wärme, wodurch eine grössere Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperaturen erreicht werden kann.

Voraussetzung dafür ist, dass Messzähler auch den Volumenstrom erheben und übermitteln können.

Nachteile einer zusätzlichen Verrechnung des verbrauchten Volumens sind die zusätzliche Komplexität (Mischung aus Energie- und Volumentarif) sowie die möglicherweise mangelhafte Nachvollziehbarkeit aus Kundensicht: Im Gegensatz zur Wärmemenge besteht beim Volumen kein direkter Bezug zum Komfort.

6.7.3 Kundensegmentierung

Für unterschiedliche Bezugsprofile können Kundensegmente definiert werden. Die Segmentierung sollte nicht willkürlich oder ausschliesslich nutzungsbezogen erfolgen, sondern auf objektiven Unterschieden in der Verbrauchscharakteristik beruhen, insbesondere hinsichtlich Lastgang, Gleichzeitigkeiten, Flexibilität und Beitrag zu Spitzenlasten.

Mögliche Differenzierungsmerkmale sind unter anderem die zeitliche Verteilung des Wärme- oder Kältebezugs (im Tagesverlauf und saisonal), die Höhe und Dauer von Leistungsspitzen oder die vorhandene Speicher- oder Lastverschiebungsfähigkeit. Auf dieser Grundlage können Kundensegmente gebildet werden, die systemisch unterschiedliche Kosten verursachen.

Zwischen diesen Kundensegmenten können differenzierte Tarifstrukturen angewendet werden, etwa in Form unterschiedlicher zeitlicher Preissignale, Leistungsanteile oder Bonus-Malus-Mechanismen. Ziel ist es, die Kosten verursachergerecht zuzuordnen und gleichzeitig Anreize für netzdienliches Verhalten zu setzen, ohne einzelne Kundengruppen ungerechtfertigt zu benachteiligen. Ausserdem kann die Komplexität des Tarif- bzw. Anreizsystems für jedes Kundensegment austariert werden. Zu beachten ist, dass die Kundensegmentierung wie auch die Tarifstruktur für die Kunden nachvollziehbar, nicht zu komplex und kommunizierbar sein muss.

Zu beachten ist die Wechselwirkung zwischen Kundensegmentierung und Tarifstruktur: Je verursachergerechter die Tarife gestaltet werden, z. B. über ein dreistufiges Tarifsysteem mit zeitlich differenzierten Leistungspreisen, desto weniger relevant ist eine Differenzierung verschiedener Kundensegmente.

Tabelle 11 Kundensegmente (Beispiele)

Kundensegment	Charakteristik	Tarifliche Differenzierung
Mehrfamilienhäuser mit zentraler Warmwasseraufbereitung (z. B. Verbrauch/Leistung von Q_1 bis Q_2 MWh/MW)	Hohe Gleichzeitigkeiten am Morgen (Warmwasser), geringe Flexibilität Beitrag zu Leistungsspitzen im Winter	Eher einfaches System (Kombination aus Arbeits- und Leistungspreis) Höherer Leistungsanteil, Anreiz zur Nutzung von Warmwasserspeichern
Verwaltungsgebäude, Schulen, Büros (z. B. Benutzungsdauer MWh/MW > X Stunden)	Tageslast, geringe Nutzung nachts und an Wochenenden Entlastung der Morgenspitzen, gute Tagesverteilung	Kombination aus Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis Günstigere Tagerate, reduzierte Leistungskomponente
Industriekunden (Lebensmittelindustrie, Wäschereien, Produktionsbetriebe, z. B. Verbrauch > Q MWh, Benutzungsdauer MWh/MW > X Stunden)	Gleichmässiger oder schichtabhängiger Wärmebedarf, oft auch am Wochenende Hohe Grundlast, geringe Gleichzeitigkeiten mit Wohnnutzung	Kombination aus Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis Günstigerer Arbeitspreisanteil, Bonus für Bezug in Schwachlastzeiten

Kälteabnehmer mit saisonal gegenläufigem Profil (Spitäler, Rechenzentren, Einkaufszentren, künftig vermehrt Wohn- und Bürogebäude, z. B. Anteil Energiebezug im Sommer > 40%)	Hoher Kältebedarf im Sommer, teilweise gekoppelt mit Wärmerückgewinnung, Verbesserung der Jahresauslastung	Saisonale Tarife, Kopplung von Wärme- und Kältetarifen
...		

6.7.4 Staffelung von Preisen

Eine Möglichkeit zur Preisdifferenzierung ist die Staffelung von Preisen. Es können mehrere Zonen definiert werden, in denen unterschiedliche Preise gelten: Für 0 bis Q_1 MWh gilt Preis A , von Q_1 bis Q_2 MWh gilt Preis B etc.

Tabelle 12 Staffelpreise (Beispiel)

Zone	Arbeitspreis für jede weitere MWh	Grundpreis	Im Grundpreis abgegoltene MWh
0 bis Q_1 MWh	A CHF/MWh	X CHF	0
Q_1 bis Q_2 MWh	B CHF/MWh	X CHF + Q_1 MWh \times A CHF/MWh	Q_1 MWh
Q_2 bis Q_3 MWh	C CHF/MWh	X CHF + Q_1 MWh \times A CHF/MWh + Q_2 MWh \times B CHF/MWh	Q_2 MWh
...			

6.7.5 Preisdifferenzierung für ökologische Qualitäten

Falls für bestimmte Wärmequellen verschiedene ökologische Qualitäten vorliegen, kann diese Wahlmöglichkeit an die Kunden weitergegeben werden.

Wenn beispielsweise die Elektrizität für den Betrieb der Wärmepumpen, die Wärme ins thermische Netz einspeisen, in verschiedenen ökologischen Qualitäten beschafft werden kann, besteht die Möglichkeit, den Kunden die Wahlmöglichkeit zu geben, ob sie den Mehrpreis für den ökologischen Mehrwert zu bezahlen bereit sind.

Eine Preisdifferenzierung für ökologische Qualitäten muss immer klar mit den zugrunde liegenden Kosten begründet werden können. Ob eine solche Differenzierung sinnvoll ist, hängt auch davon ab, wie sich der BTN im Markt positionieren will.

Checklisten

Checkliste Businessplan, Wirtschaftlichkeitsrechnung und Controlling

- Businessplan erstellen: Für neue Netze, grössere Erweiterungen oder wesentliche Investitionen einen Businessplan erstellen.
- Realistische Annahmen treffen: Anschlussquote, Absatzmengen, Investitionskosten, Betriebskosten, Energiepreise und Fördermittel vorsichtig und nachvollziehbar schätzen.
- Wirtschaftlichkeit überprüfen: Prüfen, ob das Netz oder die Investition über den Betrachtungszeitraum tragfähig ist.
- Finanzierung abbilden: Kapitalbedarf, Eigen- und Fremdkapital, Fördermittel und Liquidität darstellen.
- Sensitivitäten rechnen: Zentrale Risiken prüfen, insbesondere Anschlussquote, Baukosten, Energiepreise, Absatzentwicklung und Zinssatz.
- Controlling durchführen: Planung regelmässig mit Ist-Werten vergleichen und bei Bedarf aktualisieren.
- Marktbearbeitung und Anschlussverdichtung steuern: Kundengewinnung, Anschlussquote und Verdichtungsmöglichkeiten systematisch prüfen und in Businessplan, Wirtschaftlichkeitsrechnung und Ausbauplanung berücksichtigen.
- Wirtschaftlichkeit bei Netzanschlüssen prüfen: Vor grösseren oder besonderen Neuanschlüssen deren Wirtschaftlichkeit und Beitrag zur Gesamtwirtschaftlichkeit beurteilen.
- Dokumentieren: Annahmen, Varianten, Entscheide und Anpassungen festhalten.

Checkliste Systemgrenzen

- Dokumentation, welche Anlagen und Tätigkeiten zum thermischen Netz gehören
- Definition der Grenze zu den Kundenanlagen
- Dokumentation, welche Leistungen selbst oder von Dritten erbracht werden
- Dokumentation wie gemeinsame Kosten mit anderen Geschäftsbereichen aufgeteilt werden und wie Anschlussbeiträge, Fördermittel oder andere Beiträge Dritter berücksichtigt werden

Checkliste Kostenrechnung

- Kosten und Erlöse separat erfassen: Für das thermische Netz eine eigene Kostenstelle, Sparte oder Auswertung führen.
- Wesentliche Kostenarten erfassen: Energiebezug, Betrieb, Instandhaltung, Kapitalkosten, Verwaltung und Vertrieb erfassen.
- Investitionen dokumentieren: Anlagenliste mit Anschaffungswert, Inbetriebnahmedatum, Nutzungsdauer und Restwert führen.
- Beiträge Dritter erfassen: Anschlussbeiträge, Fördermittel und andere Beiträge dokumentieren.
- Kosten sachgerecht zuordnen: Direkte Kosten direkt zuordnen; gemeinsame Kosten mit einfachen, plausiblen Schlüsseln auf Kundensegmente oder Preiselemente verteilen.
- Kosten und Erlöse vergleichen: Mindestens jährlich prüfen, ob Kosten, Erlöse und Annahmen noch zusammenpassen.

Checkliste Tarifberechnung

- Grundmodell definieren: Ein zwei- oder dreistufiges Tarifmodell mit Arbeitspreis sowie Grund- und/oder Leistungspreis verwenden.
- Anschlusskosten: Einmalige Anschlussbeiträge separat ausweisen und sachlich begründen.
- Variable Kosten: Mengenabhängige Kosten, insbesondere Energiebezug und Brennstoffe über den Arbeitspreis abbilden.
- Fixe und kapazitätsabhängige Kosten: Fixe Kosten, Vorhalteleistungen und netzbezogene Kosten über Grund- und/oder Leistungspreise berücksichtigen.

- Verständlichkeit sicherstellen: Die Tarifstruktur so einfach halten, dass sie gegenüber Kunden erklärt werden kann.
- Konkurrenzfähigkeit prüfen: Tarife aus Kundensicht mit verfügbaren alternativen Wärme- oder Kältelösungen vergleichen.
- Anpassungslogik: Indexierung oder periodische Überprüfung der Tarife klar regeln und dokumentieren.
- Technische Anforderungen: Technische Anschlussbedingungen, insbesondere Vorgaben zur Rücklauftemperatur, klar festlegen.
- Anreize prüfen: Zusätzliche Bonus-/Malus-Elemente nur einsetzen, wenn sie messbar, verständlich und administrativ tragbar sind.
- Dokumentieren: Kostenbasis, Mengen- und Leistungsannahmen, Tariflogik und Anpassungsmechanismen dokumentieren.

Glossar

A

- **À-fonds-perdu-Beitrag:** Nicht rückzahlbarer Investitionsbeitrag. Im Rahmen der Kostenrechnung wird er in der Regel passiviert und über die Abschreibungsdauer der geförderten Anlage kostenmindernd aufgelöst.
- **Anergie:** Thermische Energie auf niedrigem Temperaturniveau, die insbesondere in Niedertemperatur- oder Anergienetzen genutzt wird. Je nach System kann Anergie sowohl für Wärme- als auch für Kälteanwendungen eingesetzt werden.
- **Anlagenrechnung:** Verzeichnis der betriebsnotwendigen Anlagen mit Angaben zu Anschaffungswert, Inbetriebnahmedatum, Nutzungsdauer, Abschreibungen, Restwerten und Beiträgen Dritter.
- **Anschlussbeitrag:** Einmaliger Beitrag eines Kunden an die Kosten des Anschlusses oder an vorgelagerte Netzkosten. Anschlussbeiträge können pauschal oder nach effektiv verursachten Kosten erhoben werden.
- **Arbeitspreis:** Verbrauchsabhängiger Preisbestandteil, der in der Regel pro gelieferter Energiemenge, z. B. in CHF/MWh oder Rp./kWh, verrechnet wird.

B

- **Betriebsbuchhaltung:** Internes Rechnungswesen zur sachgerechten Erfassung und Zuordnung der Kosten und Erlöse des thermischen Netzes. Sie bildet die Grundlage für Kostenrechnung, Wirtschaftlichkeitsrechnung und Tarifierung.

D

- **Deckungsdifferenz:** Über- oder Unterdeckung, die sich aus der Differenz zwischen Kosten und erzielten Erlösen ergibt.
- **Degressive Abschreibung:** Abschreibungsmethode, bei der zu Beginn der Nutzungsdauer höhere und später tiefere Abschreibungsbeträge anfallen. Sie kann sinnvoll sein, wenn der wirtschaftliche Nutzen einer Anlage zu Beginn besonders hoch ist oder Risiken einer vorzeitigen Entwertung bestehen.

E

- **Energieeinkauf/Energiebeschaffung:** Beschaffung von Primärenergie oder bezogener Wärme bzw. Kälte. Dazu gehören beispielsweise Holz, Strom, Gas, Abwärme oder eingekaufte Wärme.
- **Energiebereitstellung:** Wertschöpfungsstufe, welche Energiebeschaffung, Energieumwandlung, Wärme- oder Kälteproduktion sowie Redundanz- und Backup-Systeme umfasst.
- **Energieproduktion:** Umwandlung, Bereitstellung oder Nutzbarmachung von Energie, insbesondere die Produktion von Wärme oder Kälte. Physikalisch wird Energie nicht erzeugt, sondern umgewandelt.
- **Energieverteilung:** Wertschöpfungsstufe, welche Bau, Betrieb und Unterhalt der Netzinfrastruktur, die Verteilung von Wärme oder Kälte, Mess- und Regelsysteme, Abrechnung, Vertrieb und Kundenmanagement umfasst.

F

- **Fixkosten:** Verbrauchsunabhängige Kosten; sollen verursachergerecht über Grund-/Leistungspreise abgebildet werden.

G

- **Gemeinkosten:** Nicht direkt zuordenbare Kosten; Verteilung über sachgerechte Schlüssel.
- **Grundpreis (fix):** Verbrauchsunabhängiger Preisbestandteil, der typischerweise pro Anschluss, Zähler oder Abrechnungsperiode erhoben wird.

I

- **Indexierung:** Anpassung von Tarifen oder Tarifelementen anhand eines oder mehrerer Preisindizes.

K

- **Kalkulatorische Kosten:** Kosten, die in der Betriebsbuchhaltung berücksichtigt werden, aber nicht zwingend in gleicher Form in der Finanzbuchhaltung erscheinen. Dazu gehören insbesondere kalkulatorische Abschreibungen und kalkulatorische Zinsen.
- **Kalkulatorische Zinsen:** Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens mit WACC.

- **Konzessionsabgabe:** Entgelt für Nutzung öffentlichen Grunds (Leitungen/Anlagen).
- **Kostenstelle:** Ort der Kostenentstehung (z. B. Bereitstellung, Verteilung, Messwesen).
- **Kostenstellenrechnung:** Teil der Kostenrechnung, der zeigt, wo im Unternehmen oder im thermischen Netz Kosten entstehen.
- **Kostenträger:** Objekt/Leistung, dem/der Kosten zugerechnet werden (z. B. MWh, kW, Anschluss/Zähler).
- **Kostenträgerrechnung:** Teil der Kostenrechnung, der zeigt, für welche Leistungen, Kundengruppen oder Produkte Kosten entstehen.
- **Kundensegmentierung:** Einteilung von Kunden in Gruppen mit vergleichbaren Verbrauchsprofilen, Leistungsanforderungen oder systemischen Kostenwirkungen. Sie kann Grundlage für differenzierte Tarifstrukturen sein.

L

- **Leistungspreis (leistungsabhängiger Grundpreis):** Preisbestandteil, der sich nach der abonnierten, installierten oder gemessenen Leistung richtet, meist in CHF/kW pro Jahr.
- **Lineare Abschreibung:** Abschreibungsmethode, bei der die Anschaffungs- oder Herstellungskosten gleichmässig über die Nutzungsdauer verteilt werden. Für thermische Netze ist sie in der Regel naheliegend, da Leitungen, Erzeugungsanlagen und weitere Infrastrukturen langfristig und meist kontinuierlich genutzt werden.

M

- **Marktmacht:** Situation, in der ein Unternehmen seine Preise oder Geschäftsbedingungen gegenüber Kunden in relevantem Umfang unabhängig vom Wettbewerb gestalten kann. Bei thermischen Netzen kann Marktmacht insbesondere entstehen, wenn Kunden keine zumutbaren Ausweichmöglichkeiten haben.

N

- **Nachkalkulation:** Rückblickender Vergleich der tatsächlich angefallenen Kosten und Erlöse nach Abschluss einer Periode.
- **Netto-Umlaufvermögen (NUV):** Betriebsnotwendig gebundenes Umlaufvermögen, insbesondere Vorräte und Forderungen abzüglich kurzfristiger Verbindlichkeiten. Es kann bei der Ermittlung der kalkulatorischen Zinsen berücksichtigt werden.
- **Nettoprinzip/Bruttoprinzip (Beiträge):** Umgang mit Investitionsbeiträgen in der Anlagenrechnung (Brutto = passivieren/auflösen; Netto = Anlagenwert reduzieren).

P

- **Plankosten/Planmengen:** Prospektive Basisgrössen für die Vorkalkulation.
- **Preisdifferenzierung:** Unterschiedliche Ausgestaltung von Preisen oder Tarifelementen nach objektiven Kriterien, beispielsweise nach Leistung, Bezugsprofil, Kundensegment, Zeitpunkt des Bezugs oder ökologischer Qualität.
- **Primärenergie:** Energieform, die vor der Umwandlung in Wärme oder Kälte eingesetzt wird, beispielsweise Holz, Gas, Strom, Umweltwärme oder Abwärme.

Q

- **Quersubventionierung:** (Unerwünschte) Mitfinanzierung zwischen Sparten; vermeiden durch Systemgrenzen/Spartenrechnung/Schlüssel.

S

- **Spartenrechnung:** Von anderen Tätigkeitsbereichen separate Kosten-/Erlösführung für das thermische Netz.
- **Spitzenlastanlage:** Anlage zur Abdeckung hoher Leistungsbedarfe, die nur während kurzer Zeit oder bei besonders hoher Nachfrage eingesetzt wird. In thermischen Netzen dienen Spitzenlastanlagen häufig der Versorgungssicherheit und der Abdeckung von Lastspitzen, beispielsweise an sehr kalten Tagen.
- **Systemgrenze:** Grenze zwischen dem thermischen Netz und anderen Geschäftsbereichen, vorgelagerten Aktivitäten oder Kundenanlagen.

T

- **Tarif:** Strukturierte Preislogik für die Verrechnung von Wärme- oder Kältelieferungen, beispielsweise bestehend aus Arbeits-, Leistungs-, Grund- und Messpreis.

U

- **Unterdeckung/Überdeckung:** Differenz zwischen Kosten und erzielten Erlösen. Unterdeckungen und Überdeckungen können dokumentiert und über spätere Tarifperioden bewirtschaftet werden.

V

- **Verteilungsschlüssel:** Regeln zur Umlage von Gemeinkosten (sachlich begründen, dokumentieren, stetig anwenden).
- **Verursachergerechtigkeit:** Zuordnung von Kosten/Tarifen nach Kostenverursachung.
- **Vorhalteleistung:** Bereitgestellte Leistungskapazität, die zur Versorgungssicherheit oder zur Deckung von Spitzenlasten verfügbar gehalten wird, unabhängig davon, ob sie tatsächlich abgerufen wird. Die Kosten der Vorhalteleistung fallen weitgehend unabhängig von der gelieferten Energiemenge an und können über Leistungs- oder Grundpreise berücksichtigt werden.
- **Vorkalkulation:** Vorausschauende Ermittlung der erwarteten Kosten, Mengen und Erlöse als Grundlage für die Tarifberechnung.

W

- **Wertflussrechnung:** Nachvollziehbarer «Kostenweg» von Kostenstellen zu Kostenträgern als Basis für Tarife.

Z

- **Zielvereinbarung CO₂:** Vereinbarung zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Verminderung von CO₂-Emissionen. Sie kann Auswirkungen auf die Zulässigkeit bestimmter Förderbeiträge haben.

Abkürzungsverzeichnis

B

- **BAFU:** Bundesamt für Umwelt
- **BFE:** Bundesamt für Energie
- **BTN:** Betreiber eines thermischen Netzes. Der Begriff bezeichnet im Leitfaden das Unternehmen oder die Organisation, die für Planung, Betrieb, Kostenrechnung, Tarifierung und Kundenbeziehungen eines thermischen Netzes verantwortlich ist.

G

- **GSchG:** Gewässerschutzgesetz (relevant z. B. bei Quellen wie Grund-/See-/Abwasser).

K

- **KG:** Kartellgesetz (relevant bei Marktmacht/Marktbeherrschung).
- **KIG:** Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit.

P

- **PüG:** Preisüberwachungsgesetz (relevant bei Marktmacht; Eingriffsmöglichkeiten/Verfahrenspflichten).

R

- **RPG:** Bundesgesetz über die Raumplanung. Beeinflusst thermische Netze indirekt über Vorgaben zur Siedlungsentwicklung nach innen, Bauzonendimensionierung und kantonale Richtplanung. Die konkrete Umsetzung für Anschlussgebiete oder Energievorgaben erfolgt primär auf kantonaler und kommunaler Ebene (z. B. Energierichtplanung, Bau- und Zonenordnung).

T

- **TAB:** Technische Anschlussbedingungen (technische Vorgaben an der Schnittstelle zum Endverbraucher).

U

- **USG:** Umweltschutzgesetz (Einfluss auf Rahmenbedingungen/Anforderungen).

W

- **WACC** (*Weighted Average Cost of Capital*): Gewichteter Kapitalkostensatz aus Eigen- und Fremdkapitalkosten. Er dient zur Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens.

Quellenverzeichnis

- Arbeitsgemeinschaft QM Thermische Netze, 2025. Planungshandbuch Thermische Netze, Version 2.0. ed. Im Auftrag von EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, Ittigen.
- Bundesamt für Energie (BFE), 2025. Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2026. Bern.
- econcept AG, Ramboll Schweiz AG, 2025. Leitfaden für Gemeinden: Organisation und Finanzierung thermischer Netze. Im Auftrag von EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie (BFE), Zürich.
- EnergieSchweiz, 2026. Kommunikation zu thermischen Netzen – Empfehlungen für Gemeinden. Ittigen.
- IFBC AG, 2022. Kapitalkostensätze bei den Fördersystemen für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien. Im Auftrag von Bundesamt für Energie (BFE), Bern.
- KG, 2023. SR 251 - Bundesgesetz vom 6. Oktober 1995 über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz, KG).
- KIG, 2022. BBl 2022 2403 - Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG).
- Monopolkommission, 2024. Hauptgutachten XXV: Wettbewerb 2024 (No. V). Berlin/Bonn.
- Preisüberwachung, 2024. Nouveaux tarifs des réseaux thermiques structurants (RTS) à Genève.
- Preisüberwachung, 2023. Geplante Erhöhung der Leistungskomponente der Fernwärmetarife von Energie Wasser Bern (ewb) per 1. Januar 2024; Empfehlung der Preisüberwachung.
- PüG, 2013. SR 942.20 - Preisüberwachungsgesetz vom 20. Dezember 1985 (PüG).
- Sektion Industrie und Dienstleistungen, BFE, 2024. Zielvereinbarungen mit dem Bund zur Steigerung der Energieeffizienz und Verminderung der CO₂-Emissionen.
- Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG), 2021. NEMO Basisdokument Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen.
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2025a. Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz Branchensystematik für die Kostenermittlung im Zusammenhang mit der Netznutzung (Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz). Aarau.
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2025b. Kostenrechnungsschema Gestehungskosten ab Tarifjahr 2026 Branchensystematik für die Kostenermittlung der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung (Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz). Aarau.

Grundlagenverzeichnis

- Dr. Eicher + Pauli AG, 2014. Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS-Strategie: Langfristperspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Nah- und Fernwärme in der Schweiz. Schlussbericht Phase 2: GIS-Analyse und Potentialstudie. 3. Fassung vom 12. März 2014, im Auftrag vom Verband Fernwärme Schweiz (VFS), mitfinanziert vom Bundesamt für Energie (BFE). Bern.
- Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF), 2024. Bericht z.Hd. der WAK-S, Teilrevision Kartellgesetz: Funktionsweise ausgewählter Aspekte des KG und Stellungnahme zu verschiedenen Anträgen.
- Faktor Architektur Technik Energie, 2023. Faktor thermische Netze. Themenheft Nr. 60, Faktor Verlag AG, Zürich.
- Hurni, Andreas, 2025. Definition, Sinn und Grundlagen von thermischen Netzen. Präsentation im Rahmen des Erfahrungsaustauschs für Gemeinden „Thermische Netze und das knappe Geld“, Stiftung Praktischer Umweltschutz (PUSCH) und Thermische Netze Schweiz (TNS), 6. März 2025, Zürich.
- QM Holzheizwerke, 2025. Excel-Tool Businessplan / Wirtschaftlichkeitsrechnung für thermische Netze. <https://www.qmholzheizwerke.ch/downloads.html> (zugegriffen 18.02.2026)
- VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V., o. J. Richtlinienreihe 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. Düsseldorf.
- Verband Fernwärme Schweiz (VFS), 2022. Leitfaden Fernwärme/Fernkälte: Schlussbericht. Version 1.3 vom 10. März 2022, mitfinanziert vom Bundesamt für Energie (BFE), Bern.