



Botschaft des Stadtrates an den Gemeinderat

145752 / 820.04.00

Finanzielle Unterstützung der IBC Energie Wasser Chur (IBC) in eine zukunftsgerichtete, nachhaltige und CO₂-neutrale Wärme- und Kälteversorgung

Antrag

1. Die Strategie der IBC für eine zukunftsgerichtete, nachhaltige und CO₂-neutrale Wärme- und Kälteversorgung wird zur Kenntnis genommen.
2. Der Rahmenkredit für die neue einmalige Ausgabe in der Höhe von Fr. 80 Mio. brutto, wovon Fr. 60 Mio. (Erhöhung Dotationskapital, Darlehen) zulasten der Investitionsrechnung und Fr. 20 Mio. für eine allenfalls beanspruchte Bürgschaft, wird genehmigt.
3. Die Investitionsrechnung ist erstmals für das Jahr 2023 und letztmals für das Jahr 2034 mit jährlich Fr. 5 Mio. (Darlehen und Erhöhung Dotationskapital) zu belasten.
4. Die Genehmigung der neuen einmaligen Ausgabe gemäss Ziffer 2 untersteht gestützt auf Art. 11 lit. d Stadtverfassung (RB 111) dem obligatorischen Referendum.
5. Der Auftrag Anita Mazzetta und Mitunterzeichnende für die Planung einer Fernwärmeleitung von der Axpo Tegra AG bis Chur wird als erledigt abgeschrieben.

Zusammenfassung

Die Umsetzung des Netto-Null Klimaziels bis ins Jahr 2050 wird die gesamte Schweiz stark fordern. Mit der neuen Situation betreffend den Krieg zwischen Russland und der Ukraine hat sich die Thematik der Energieunabhängigkeit gegenüber dem Ausland nochmals verschärft. Die Deckung des Gasbedarfs ist eine Herausforderung und wird auf Bundesebene





koordiniert. Dies unterstreicht die Wichtigkeit der Thematik, zeigt aber auch die Abhängigkeit der Schweiz von Drittstaaten im Energiebereich.

Bereits lange vor dieser Situation hat sich die IBC vertieft mit der Ablösung von fossilen Brennstoffen beschäftigt und eine Netto-Null Strategie bis 2040 im Verwaltungsrat verabschiedet. Darin ist insbesondere der Aufbau eines umfassenden Anergienetzes bzw. Wärme- und Kältenetzes innerhalb der Stadt Chur als treibender Punkt aufgeführt. Der Bau dieses Netzes bedarf Investitionen in der Höhe von über Fr. 300 Mio. Dies scheint ein beachtlicher Betrag für den Ausstieg von fossilen Brennstoffen, ist jedoch aus Sicht des Stadtrates notwendig, um den Umbau in eine erneuerbare Wärmeversorgung innerhalb der Stadt gewährleisten zu können. Gleichzeitig kann damit auch der Wegfall der bisherigen fossilen Wertschöpfung aufgefangen und gesteigert werden. Um eine Finanzierung durch Kreditinstitute erhalten zu können, suchte die IBC das Gespräch mit der Stadt und hat für eine Mitfinanzierung bzw. Unterstützung angefragt.

In den vergangenen Monaten hat der Stadtrat neben der Mehrjahresplanung der Investitionen auch eine allfällige Unterstützung der IBC betr. Kapitalbedarf analysiert und diskutiert. Der Stadtrat erachtet es als unbestritten, dass ein Ausstieg aus fossilen Brennstoffen vorangetrieben werden muss. Da die IBC eine selbständige öffentlich-rechtliche Anstalt im alleinigen Eigentum der Stadt ist, soll mit der IBC zusammen eine tragbare Lösung unter Berücksichtigung allfälliger finanzieller Risiken angestrebt werden.

Verschiedene Varianten wurden einander gegenübergestellt und eingehend diskutiert. Für die Botschaft wurde von einem Verteilschlüssel mit Fr. 60 Mio. Stadt, Fr. 160 Mio. Kreditinstitut und Fr. 56 Mio. Kanton bzw. Bund (Aktionsplan Green Deal) ausgegangen, wobei der Beitrag im Zusammenhang mit dem Aktionsplan Greendeal noch nicht gesichert ist. Mit dieser Beitragsverteilung sollte die IBC in der Lage sein, auch mit Eigenleistungen, das Investitionsvolumen von über Fr. 300 Mio. zu stemmen.

Die IBC hat bereits in den vergangenen Jahren damit begonnen, in Wärmenetze zu investieren und wollte das Investitionsvolumen in den Jahren 2022 und 2023 stark erhöhen. Die IBC musste aufgrund der fehlenden Liquidität bzw. Fremdfinanzierung ihre Investitionen in den Ausbau des Wärmenetzes sistieren. Das angefragte Kreditinstitut wird kein weiteres Darlehen ohne Zusicherung der Stadt Chur vergeben. Somit ist diese Botschaft für die IBC wegweisend.



Bericht

1. Ausgangslage

Die Energiebranche befindet sich weltweit und auch in der Schweiz in einem gewaltigen Umbruch. Die Nuklearkatastrophe in Fukushima im Jahr 2011 gab hierzulande den Impuls für eine neue Energiestrategie. Diese setzt auf den schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft, die Steigerung der Energieeffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Das Schweizer Stimmvolk bekannte sich zu diesem Vorhaben und stimmte dem ersten Massnahmenpaket 2017 in einer Volksabstimmung klar zu. Im selben Jahr ratifizierte das Schweizer Parlament auch das Pariser Klimaabkommen. Diese globale Vereinbarung hat zum Ziel, die durchschnittliche globale Erwärmung auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen. Dazu sollen die Nettoemissionen von Treibhausgasen in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts weltweit auf null reduziert werden. 185 Länder haben das Abkommen bereits ratifiziert und verpflichten sich damit, ihre Treibhausgasemissionen stark zu reduzieren. Diese politischen Rahmenbedingungen weisen den Weg in eine Energiezukunft, die langfristig auf erneuerbaren Energien basiert und keine Treibhausgasemissionen mehr verursacht. Es gilt, im Zieldreieck einer umweltverträglichen, sicheren und zugleich wirtschaftlichen Energieversorgung ein Optimum zu finden.

Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung ist für die Erreichung des Klimaziels Netto-Null bis 2050 entscheidend. Die Gebäude verursachen mehr als 35 Prozent der schweizweiten CO₂-Emissionen. 15 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr entstehen allein durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe. Davon werden 11 Millionen Tonnen CO₂ durch Komfortwärme (Raumheizung und Warmwasser) verursacht. Rund zwei Drittel aller Gebäude werden immer noch mit fossilen Brennstoffen beheizt. Gemäss Energieperspektiven 2050+ kann der Wärmebedarf bis 2050 ca. um 20 % bis 30 % sinken, dafür wird mit dem Klimawandel der Kältebedarf (Kühlung) ansteigen. Dies hat einen grossen Einfluss auf das Entwicklungspotenzial von Fernwärme und Fernkälte.

Die aktuelle geopolitische Lage mit dem Krieg in der Ukraine und die daraus resultierenden Lieferengpässe sowie den stark steigenden Preisen für Elektrizität, Erdöl und Gasenergie bewegen und verstärken das Umdenken und fördern die Abkehr von fossilen Heizsystemen für Raumwärme und Brauchwarmwasser in einem bisher nicht gekannten Ausmass. Dies hat einen zusätzlichen grossen Einfluss auf das Entwicklungspotenzial sowie auf den Zeithorizont für die Bereitstellung von Fernwärme und Fernkälte.

Das Heizen und Kühlen von Gebäuden verursacht ein Drittel der schweizweiten CO₂-Emissionen. Damit das Klimaziel von Netto-Null-Emissionen bis 2050 erreicht werden



kann, braucht es Alternativen zu fossilen Brennstoffen. Und die gibt es: Zahlreiche Wärmeverbünde nutzen bereits heute erneuerbare Energiequellen wie Gewässer, Holzschnitzel, Geo- und Solarthermie sowie Abwärme aus Kehrlichtverwertung oder Industrie. Mit dem Ausbau der Wärme-/Kältenetze können Areale mit einem hohem Wärme- oder Kältebedarf rasch dekarbonisiert werden.

Der IBC als Energieversorgerin kommt dabei eine wichtige Rolle zu. Somit ist die IBC gefordert, einen fortschrittlichen Technologiemix für die Energieversorgung zu finden, um die angestrebten Ziele zu erreichen. Der Masterplan Energie Chur 2040 der IBC verfolgt das ambitionöse Ziel, ihre Kunden in der Stadt bis 2040 CO₂-frei zu versorgen. Die IBC geht davon aus, dass sie insgesamt 60 % ihrer Kunden in der Stadt versorgen kann. Jedoch können aus topografischen Gründen nicht alle Gebiete angeschlossen werden. Zudem ist der Anschluss von Einfamilienhäusern nicht wirtschaftlich. Durch die zukünftige bauliche Verdichtung und den daraus resultierenden grösseren Gebäudevolumen wird der Anschluss weiterer Gebäude wirtschaftlich attraktiv.

Für die Transformation des Energiesystems und insbesondere für den Bau der Wärme- und Niedertemperatur-Infrastrukturen sind daher in den nächsten Jahren sehr hohe Investitionen notwendig.

2. Bisheriges Geschäft und Folgen für die Stadt / IBC

Die IBC als einziges Querverbundunternehmen in Graubünden versorgt die Einwohnerinnen und Einwohner der Stadt Chur mit Strom, Trinkwasser, Gasenergie sowie mit Wärme und Kälte (Kühlung). Die IBC bietet heute Gesamtenergiedienstleistungen an. Sie entwickelt integrale Energielösungen für Areale und ganze Quartiere. Von der Versorgung mit primären Energieträgern über die Realisierung von Energiezentralen, Photovoltaikanlagen, E-Ladeinfrastrukturen, Batteriespeichern bis hin zu Multi Energie-Contracting. Ebenso befinden sich all die zugehörigen Dienstleistungen von der Messung, Optimierung und Zuweisung aller benötigten Energieflüsse bis hin zu den entsprechenden Abrechnungsdienstleistungen in ihrem Angebotsportfolio.

Die Versorgung der Kundinnen und Kunden in Chur und im Bündner Rheintal mit Gasenergie hat eine lange Geschichte. 1859 erhielt Chur als zehnte Stadt der Schweiz eine eigene Gasfabrik. Die Einführung der hellen Gasbeleuchtung kam einer kleinen Revolution gleich. Ab 1911 wurde das Gas auch zur Wärmeerzeugung genutzt.

Am 31. März 1989 ist die Erdgasversorgung Bündner Rheintal AG (EBRAG) gegründet worden, um die damalige Gasversorgung von Stadtgas auf Erdgas umzustellen. Das Ak-



tionariat bestand bei der Gründung aus der Stadt Chur, der Gemeinde Igis (heute Gemeinde Landquart) und der Bürgergemeinde Chur. Die EBRAG befand sich mit ihrem Leitungsnetz am Ende einer Hochdruckleitung, welche aus dem süddeutschen Raum über das Vorarlberg und das Fürstentum Liechtenstein in die Schweiz führte. Die EBRAG belieferte die IBC, die Industriellen Betriebe Landquart (IBL) sowie die Erdgasversorgung Sarganserland (EVS) mit Erdgas. Im Jahre 2016 haben sich die Aktionäre entschieden, die EBRAG an die Erdgasversorgung Ostschweiz (EGO) zu verkaufen.

Das lokale Gasnetz in Chur ist sehr dicht verlegt. Die IBC versorgt heute rund 2'500 Kunden (Private, Gewerbe, Industrie) mit Gasenergie. Im Standard-Gasprodukt ist heute bereits 30 % Biogas enthalten. Den Anteil Biogas können die Kunden frei wählen – bis zu einem Anteil von 100 % Biogas. Die Tendenz des Absatzes von Gasenergie ist rückläufig – dies auch aufgrund des immer häufiger stattfindenden Wechsels zu erneuerbarer Energie, zum Teil auch verbunden mit der Möglichkeit zum Anschluss an die IBC-Wärmenetze. Das Geschäftsfeld Gasenergie steuert heute immer noch einen grossen Anteil zum Gewinn der IBC bei.

Der Beginn der Versorgung der Bevölkerung von Chur mit Wärmeenergie erfolgte mit dem Bau der Fernwärmeleitung von der Kehrichtverbrennungsanlage von Trimmis (GEVAG) nach Chur durch die Fernwärme Chur AG (FWCAG) (Aktionariat IBC 60 %, GEVAG 20 %, KSGR 20 %) und der Inbetriebnahme der ersten Kundin (Kreuzspital) im Juni 2011. Heute sind bei der Fernwärme Chur AG rund 28 km Haupt-Versorgungsleitungen verlegt und die maximale Kapazität von 18 MW in der Heizzentrale GEVAG und entsprechend 36 GWh Wärmeenergie im Leitungs-Vorlauf zu den Kunden ausgeschöpft. Das heisst, der Fernwärmeverlauf der FWCAG mit einer Vorlauftemperatur von 80 °C - 120 °C ist ausverkauft. Die Fernwärme Chur AG kann ihren Aktionären für das Geschäftsjahr 2021 bereits das zweite Jahr eine Dividende ausrichten. Auch aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage hat die Nachfrage potenzieller Wärmekunden für den Anschluss an Wärmenetze in Chur im Jahr 2022 enorm stark zugenommen.

Bei der Fernwärme Chur AG wäre zusätzliches Potenzial für die Nutzung von vorhandener Wärmeenergie durch die Temperaturabsenkung im FWCAG-Leitungsrücklauf zum GEVAG gegeben. Die heutige Rücklauftemperatur bewegt sich bei rund 60 °C - 63 °C. Durch Nutzung und Absenkung dieser Rücklauftemperatur in einem ersten Schritt auf 50 °C mit weiterem Potenzial in einem zweiten Schritt mittels Absenkung auf 30 °C, kann zusätzliches Wärmeenergiepotenzial genutzt werden. Durch dieses zusätzliche Potenzial aus dem Rücklauf der Fernwärme Chur AG, in ungefähr gleicher Grössenordnung wie beim Fernwärme-Vorlauf, ist die IBC in der Lage, auf die von den Kunden benötigte



Temperatur aufzubereiten und die potenziellen Wärmekunden in der Stadt Chur via Quartierenergiezentralen und zu erstellenden IBC-Anergie-Wärmenetzen mit Wärme zu versorgen.

Von den durch die IBC ursprünglich betriebenen drei Gas-Blockheizkraftwerken (BHKW; produzieren Strom und Wärme) ist im Jahre 2018 das erste nach Erreichen der technischen Nutzungsdauer rückgebaut worden und die Kundin (Eigentümerin GKB) an das Netz der Fernwärme Chur AG angeschlossen worden. Die beiden anderen BHKW werden Ende 2025 (City West) und Ende 2028 (Kornquader) ihre Produktlebensdauer erreicht haben und mittels anderer erneuerbarer Wärme-Systeme abgelöst werden. Wobei dann ein Einsatz einer WKK-Anlage (Wärme-Kraft-Kopplungsanlage; produziert Strom und Wärme) geprüft werden soll (Winterstrom).

Im Jahre 2013 hat die IBC das erste Anergienetz der Südostschweiz im Gebiet Chur West in Betrieb genommen. In den Jahren 2018/2019 folgte durch den Gemeinderat von Chur die kommunale Planung für Anergienetze, in welcher die IBC beauftragt wurde, Anergienetze (Grund- und Groberschliessung) zu planen, zu erstellen, zu betreiben und zu unterhalten (IBC Gesetz Art. 11a). Damit einhergehend wurde der IBC die Erteilung der Konzession für die Nutzung des Grundwassers (IBC Gesetz Art. 2) erteilt.

Im Jahre 2019 folgte der Bau der IBC Energiezentrale ARA Chur und des zugehörigen IBC-Wärmenetzes. Im Herbst 2021 folgte mit dem Anschluss der Kundin (Hof Masans) die Inbetriebsetzung des Wärmenetzes mit gereinigtem Abwasser aus der ARA Chur. Auch weitere Kunden entlang der Anergie-Wärmeleitung sowie das Belmont/Lacuna Quartier beabsichtigen, sobald das ARA-Wärmenetz vor Ort ist (geplant 2024), via Anschluss an das ARA-Wärmenetz von fossiler auf erneuerbare Wärmeenergie umzusteigen. Weitere Wärmenetze sind in Realisierung, wie beispielsweise Kleinbruggen, Trist, Rheinwiesen, Giacometti, Ringstrasse, Titt oder in Planung.

3. Neues Geschäftsfeld

Was ist Fernwärme und Fernkälte

Fernwärmenetze übertragen Wärme von der Quelle mit hoher Temperatur (Wärmeerzeuger) zur Senke mit niedrigerer Temperatur (Wärmebezüger). Wärme auf einer Temperatur unter der Umgebungstemperatur wird als Kälte bezeichnet. Ein thermisches Netz kann Fernkälte bereitstellen, wenn ein Bezüger seinen Kältebedarf deckt, indem er Wärme ins Netz abgibt und die Temperatur des Netzes damit erhöht.



Klassische Fernwärmenetze werden auch als "Hochtemperaturnetze" bezeichnet und dienen zur Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme und Warmwasser sowie von Prozessen. Dazu kommen Vorlauftemperaturen von mindestens 60/70 °C und teilweise bis über 150 °C zum Einsatz. Die Wärme wird meist von einem zentralen Standort an die zu versorgenden Verbraucher geleitet. Dazu ist ein leitungsgebundenes Wärmeverteilungssystem mit wärmegeprägten und vielfach erdverlegten Rohren notwendig.

Niedertemperaturnetze bezeichnen Netze zum Austausch von Wärme, die bei Temperaturen unter 60 °C betrieben werden. Die Niedertemperaturwärme kann als Raumwärme (ab 30 °C) oder zur Versorgung von dezentralen Wärmepumpen (auch unter 30 °C) dienen (siehe Abbildung 1). Bei Temperaturen unter 20 °C kann das Netz auch als Wärmesenke und somit zur Versorgung mit Kälte dienen. Im letzten Fall wird die Anwendung auch als Fernkälte bezeichnet.

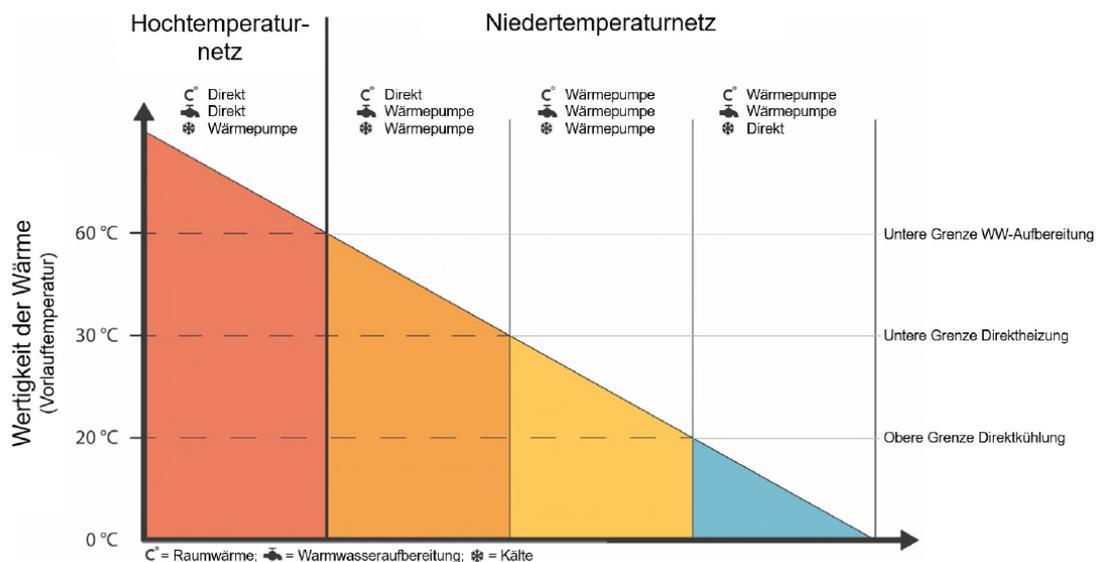


Abb. 1: Einteilung thermischer Netze in Funktion der Vorlauftemperatur (Quelle: HSLU Luzern, 2019)

Niedertemperatur-Verteilung

Für die Verteilung von Wärme auf tiefem Temperaturniveau werden auch Begriffe wie "LowEx-Fernwärme", "Anergie-Netze" oder "kalte Fernwärme" verwendet und sie kann Teil sein einer weitergehenden Vernetzung, die auch als "thermische Arealvernetzung" beschrieben wird. Die Wärmeverteilung bei tiefer Temperatur kann anstelle eines klassischen Fernwärmenetzes oder in Ergänzung dazu erfolgen. Obwohl bereits einige Anwendungen existieren, ist diese weitere Anwendung, die auch als vierte Generation be-



zeichnet wird und in Abbildung 2 dargestellt ist, noch im Entwicklungsstadium. Verfolgt werden damit unter anderem folgende Ansätze:

- eine erweiterte Anwendung von Fernwärme auf tiefem Temperaturniveau
- eine Wärmeverteilung auf tiefer Temperatur zur Speisung von dezentralen Wärmepumpen
- die Vernetzung von Energieerzeugung, Energieverteilung und Energieverbrauch
- Zweiweg-Fernwärme, bei welcher die Wärmeabnehmer gleichzeitig als Energieproduzenten in Erscheinung treten.

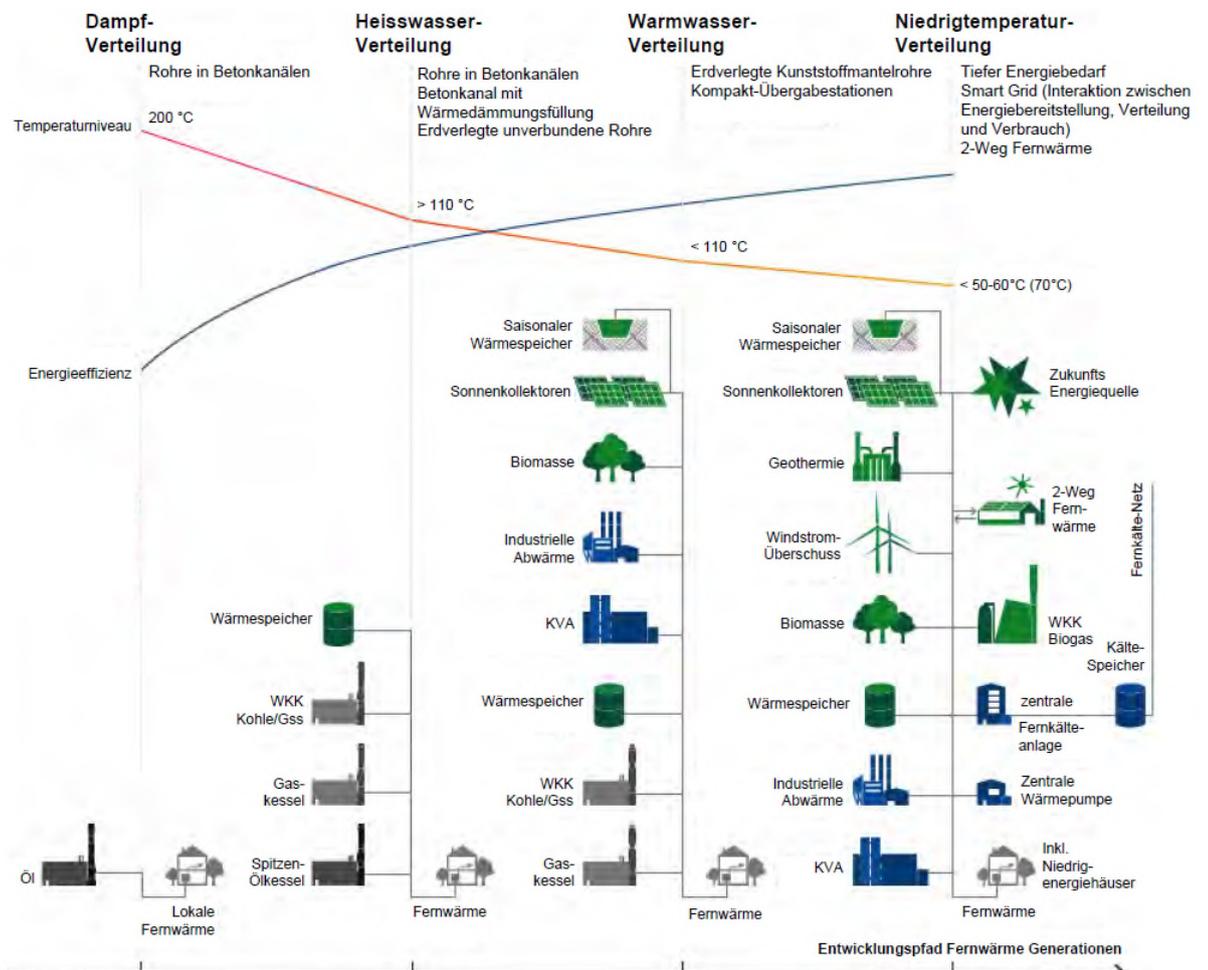


Abb. 2: Entwicklungspfad der Fernwärme in vier Generationen mit zunehmendem Angebot an Energiequellen und steigender Komplexität bei sinkendem Temperaturniveau des Vorlaufs und zunehmender Energieeffizienz (Quelle: Planungshandbuch Fernwärme; Energie Schweiz; BFE).

Thermische Netze dienen als Oberbegriff für Netze zur Übertragung von Wärme auf allen Temperaturniveaus. Sie werden wie oben beschrieben anhand der **Betriebstemperatur** unterschieden. Daneben existieren auch verschiedene **Betriebsarten** in Bezug auf



die Fliessrichtung des Wassers (gerichtet oder ungerichtet) und den Energiefluss im System (unidirektional oder bidirektional).

Ein thermisches Netz ist eine Infrastruktur, welche mehrere Gebäude auf verschiedenen Grundstücken, ein Areal oder ganze Quartiere mit thermischer Energie versorgt. Es ist eine leitungsgebundene Wärme- und/oder Kälteversorgung von Kundinnen und Kunden mittels warmem Wasser, wobei die Wärmeenergie aus unterschiedlichen Energiequellen stammen kann. Der Begriff umfasst Wärmeverbunde jeglicher Art, von der klassischen Fernwärme-, über Nahwärme-, bis zu Wärme-/Kältenetzen. Im Gegensatz zur Strom- und Gasversorgung gibt es im Bereich der thermischen Netze keine schweizweit zusammenhängenden Verteilnetze. Die thermischen Netze sind meist in Städten, Agglomerationen und Gemeinden lokalisiert und jedes thermische Netz ist hinsichtlich der geografischen Gegebenheiten, hinsichtlich Grösse, Leistung, Abnehmer und Energie ein Unikat. Eine einheitliche Regulierung analog zum Stromversorgungsgesetz oder zum vorgesehenen Gasversorgungsgesetz ist bei thermischen Netzen nicht möglich.

Bei thermischen Netzen unterscheidet man sowohl bei der Netzeinspeisung als auch beim Wärme- und Kältebezug zwischen einer direkten und indirekten Nutzung. Die direkte Netzeinspeisung ist abhängig von der Temperatur, bei welcher die Wärme im thermischen Netz transportiert wird. Wärme aus einem Verbrennungsprozess, beispielsweise aus einer Kehrlichtverbrennungsanlage (KVA) oder deren Nutzung in Wärme-Kraft-Kopplungs-Prozessen sowie Abwärme aus industriellen Hochtemperatur-Prozessen kann oft direkt mittels eines Wärmetauschers ins thermische Netz eingespeist werden. Bei anderen Wärmequellen wie zum Beispiel Grundwasser, oder Umwelt- und industrielle Abwärme (Anergie) wird die Wärme entweder beim Wärmebezüger mittels Wärmepumpe oder beim Wärmelieferanten mittels Wärmepumpen oder Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) auf das für die Nutzung nötige Temperatur-Niveau gebracht.

Um das Netto-Null Ziel bis 2050 zu erreichen, müssen auch im Wärmebereich alle lokale Potenziale ausgeschöpft werden.

Heute sind in der Schweiz noch immer rund 900'000 mit fossilen Energieträgern betriebene Heizungssysteme in Betrieb. Bei einer durchschnittlichen Lebensdauer von 20 Jahren müssten jährlich rund 45'000 fossil betriebene Heizungen durch erneuerbare Heizsysteme ersetzt werden. 2020 konnte zwar mit rund 28'000 verkauften Wärmepumpen ein klarer Trend bei den erneuerbaren Heizungen festgestellt werden. Gleichzeitig wurden aber auch rund 20'000 neue fossil betriebene Heizungsanlagen installiert und rund 9'000 fossile Brenner ausgewechselt. Erneuerbare Heizungen werden vorwiegend in Neubauten und als Ersatz bestehender fossil betriebener Heizungsanlagen in Ein- und



kleinen Mehrfamilienhäusern installiert. Bei grösseren Mehrfamilienhäusern ist der Wechsel von fossil betriebenen zu erneuerbaren Heizsystemen oft eine grössere Herausforderung, da dort vermehrt bauliche Hürden auftreten können.

Der Zu- und Ausbau der thermischen Netze spielt bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung eine wichtige Rolle. Die Wärmeversorgung über ein thermisches Netz erlaubt die räumliche Trennung zwischen Wärmebereitstellung und den mit Wärme versorgten Gebäuden. Dies hat als Folge, dass in den Gebäuden im Vergleich zum Heizsystemwechsel keine grossen baulichen Anpassungen notwendig werden und auch kaum zusätzlicher Platz zur Verfügung stehen muss. Somit bieten thermische Netze, die einen hohen Anteil an CO₂-neutraler Wärme transportieren, auch für Gebäude mit komplexeren baulichen Ausgangslagen eine zuverlässige und wirtschaftlich tragbare Lösung.

Die zunehmende städtische Verdichtung und eine künftig steigende Nachfrage nach Kälte erhöhen das Potenzial für thermische Netze zusätzlich. Eine Studie der Empa, ETHZ und HSLU kommt zum Schluss, dass in den Städten für 50 % bis 80 % und in dichter besiedelten bzw. industrialisierten Agglomerationen für bis zu 50 % der Quartiere eine Versorgung mit thermischen Netzen energetisch und ökonomisch sinnvoll ist. Die Investitionskosten solcher Quartierlösungen sind zwischen 20 % und 25 % niedriger als eigenständige Gebäudelösungen. Um das Netto-Null Ziel bis 2050 zu erreichen, sind die annualisierten Investitionen für den Umbau des Energiesystems im Szenario Zero Basis gegenüber den «Sowieso-Kosten» im Szenario WWB um insgesamt 109 Milliarden Franken oder rund 8 % höher.

Mit dem Szenario Zero Basis können die Treibhausgasemissionen aus der Wärme- und Kältebereitstellung von rund 46 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten im Jahr 2018 im Jahr 2050 auf rund 12 Mio. Tonnen reduziert werden. Die verbleibenden Emissionen fallen hauptsächlich in den Bereichen Landwirtschaft, industrielle Prozesse und KVA an und müssen durch CO₂-Sequestrierung und Negativemissionstechnologien kompensiert werden.

3.1 Umfeld

In den Energieperspektiven 2050+ hat das Bundesamt für Energie (BFE) verschiedene Szenarien berechnen lassen, die aufzeigen, wie das Netto-Null Klimaziel bis 2050 erreicht und weiterhin eine sichere Energieversorgung gewährleistet werden kann. Die Energieperspektiven 2050+ arbeiten mit Szenarien, welche mögliche Entwicklungspfade beschreiben. Sie sagen jedoch nichts über die Wahrscheinlichkeit aus, ob ein Szenario genau eintreffen wird oder ob ein Entwicklungspfad wahrscheinlicher ist als der andere.



Es sind auch andere technologische Entwicklungspfade denkbar. Im Zentrum der Energieperspektiven 2050+ steht das Szenario "Zero Basis", mit dem bis 2050 das Netto-Null-Ziel erreicht wird. Drei weitere ZERO-Varianten bilden unterschiedliche technologische Pfade ab, wie etwa eine unterschiedliche Ausprägung der Elektrifizierung oder der biogenen und synthetischen Brenn- und Treibstoffe. Als Vergleich dient das Szenario "Weiter wie bisher", das auf den bis Ende 2018 in Kraft gesetzten Massnahmen und Instrumenten der Energie- und Klimapolitik basiert und den autonomen technischen Fortschritt ohne zusätzliche politische Massnahmen abbildet. Alle Szenarien gehen von einer wachsenden Bevölkerung und einem steigenden Bruttoinlandprodukt (BIP) aus. Gemäss dem Bundesamt für Statistik (BFS) wächst die Bevölkerung der Schweiz in den kommenden drei Jahrzehnten und wird sich weiter im Einzugsgebiet der Agglomerationen konzentrieren.

In den Energieperspektiven 2050+ wird unterstellt, dass in Kooperation mit der Weltgemeinschaft der Klimawandel beschränkt werden kann. Dennoch führen die ändernden Klimabedingungen zu einer leichten Verringerung des Wärmebedarfs im Winter und zu einem steigenden Kühlbedarf im Sommer. Die starke Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudepark sowie Effizienzsteigerungen in der Industrie führen zu einer starken Verringerung des Wärmebedarfs. Der Wärmebedarf in der Schweiz von heute rund 100 TWh pro Jahr nimmt gemäss Szenarien bis 2050 auf 70 bis 80 TWh pro Jahr ab. Einen starken Rückgang zeigt die Raumwärme mit einer Abnahme von minus 30 Prozent sowie die Prozesswärme mit rund minus 25 Prozent. Auch beim Warmwasser zeigt sich eine Reduktion von minus 10 bis 15 Prozent. Die abnehmende Wärmenachfrage ist bei der Energieplanung und Bewertung der für thermische Netze geeigneten Gebiete zu berücksichtigen.

Gemäss Energieperspektiven 2050+ steigt in allen Szenarien auch der Energieverbrauch zur Deckung des Kältebedarfs an.

Anders als beim Strom- und Gasnetz gibt es für thermische Netze keine Planbewilligungen des Bundes. Wenn es sich nicht um kleinräumige Netze handelt, werden in der Regel erhebliche Teile der Leitungen in den öffentlichen Untergrund verlegt, insbesondere unter Strassen. Dies setzt eine Sondernutzungskonzession der Gemeinde/Stadt voraus.

3.2 Politische Ausrichtung

Nationale Klimapolitik

Mit dem Übereinkommen von Paris hat sich die internationale Staatengemeinschaft (inkl. der Schweiz) dazu bekannt, die globale durchschnittliche Erwärmung bis 2050 auf deut-



lich unter 2 °C im Vergleich zur vorindustriellen Zeit zu begrenzen. Um 2011 wurde die Energiestrategie 2050 des Bundes erarbeitet. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen rasch gedrosselt werden. Die Schweiz hat sich im Rahmen des Pariser Übereinkommens zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 50 % bis 2030 und von 70 bis 85 % bis 2050 gegenüber 1990 verpflichtet. Dabei hat die Schweiz vorgesehen, einen Teil der Reduktion über Aktivitäten im Ausland umzusetzen. In Anbetracht der zunehmenden Risiken des Klimawandels für die Schweiz hat der Bundesrat im Sommer 2019 beschlossen, die Ziele zur Treibhausgasreduktion zu verschärfen: Ab dem Jahr 2050 soll die Schweiz unter dem Strich keine Treibhausgasemissionen mehr ausstossen (Netto-Null Ziel). Damit entspricht die Schweiz dem Ziel, die globale Klimaerwärmung auf maximal 1.5 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit zu begrenzen.

Bereits seit 2008 setzt der Bund mit dem CO₂-Gesetz rechtliche Grundlagen im Umgang mit dem Klimawandel. Diese werden im Einklang mit den internationalen Übereinkommen und den nationalen Entwicklungen laufend revidiert.

Potenzial von Fernwärme- und Fernkälteanlagen¹

Für die Erreichung des Klimaziels Netto-Null 2050 ist eine Dekarbonisierung der Wärmeversorgung unumgänglich. Für die Raumwärme sind schon heute umsetzbare und wirtschaftliche Lösungen vorhanden. Dieser Bereich muss möglichst rasch vollständig dekarbonisiert werden.

Die thermischen Netze haben in der Schweiz ein grosses Potenzial. Das Potenzial liegt je nach Quelle und gewähltem Szenario zwischen 17 und 22 TWh pro Jahr. Mit jährlich etwa 8.4 TWh über thermische Netze gelieferte Wärme ist das vorhandene Potenzial somit höchstens zur Hälfte ausgeschöpft. Weil deren Planung und Realisierung lange dauert und möglichst keine fossilbetriebenen Heizungsanlagen in Wohn- und Dienstleistungsgebäuden mehr eingebaut werden sollten, muss der Ausbau CO₂-armer Wärme transportierender thermischer Netze sofort massiv verstärkt werden.

Für den Ausbau der thermischen Netze ist die räumliche Energieplanung entscheidend. Dadurch kann das Risiko von Fehlinvestitionen reduziert werden. Zudem schaffen sie einen wichtigen Anreiz für die notwendigen Investitionen. Die Energieplanungen zeigen auf, mit welchen Technologien eine Gemeinde ihre Wärmeversorgung langfristig sicherstellen kann. Im Bundesrecht gibt es keine Pflicht zur Vornahme einer räumlichen Energieplanung. Der Bundesrat empfiehlt den Kantonen aber, die freiwilligen Mustervorschriften der Kantone (MuKE) in ihre kantonale Energiegesetzgebung zu übernehmen und

¹ Potenzial von Fernwärme- und Fernkälteanlagen; Bericht des Bundesrates, (17. Dezember 2021, Aktenzeichen: BFE-042.16-127/5) in Erfüllung des Postulates 19.4051, FDP-Liberale Fraktion, 18. September 2019



den Kommunen die nötigen Hilfsmittel für eine Netto-Null Planung zur Verfügung zu stellen. Die Gemeinden können eine Gebietszuteilung machen.

Die Wärmeversorgung muss bis 2050 zu 100 Prozent CO₂-neutral sein. Bei den thermischen Netzen muss der Anteil an CO₂-neutraler Wärme deshalb langfristig auf 100 Prozent erhöht werden. Der Verband Fernwärme Schweiz geht aktuell von einem Anteil von rund 76 Prozent Abwärme und erneuerbarer Wärme in den thermischen Netzen aus. Die abgelehnte Totalrevision des CO₂-Gesetzes hätte eine Schwelle von mindestens 75 % CO₂-neutraler Wärme eingeführt. Der Bundesrat erachtet diese minimale Anforderung weiterhin als ökologisch und wirtschaftlich sinnvolle Zwischenlösung auf dem Weg hin zu Netto-Null. Wo nötig können dadurch weiterhin fossile Energieträger in Spitzenlastkessel oder Redundanzsystemen eingesetzt werden. Für die bessere Nutzung der Gewässer als Wärmespeicher im Untergrund müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen angepasst werden. Das in den tieferen Gesteinsschichten vorhandene Warmwasser bietet ebenfalls ein grosses Potenzial zur direkten Wärmenutzung. Tiefen-Geothermie-Projekte sollten deshalb weiter gefördert werden.

Um den Ausbau der thermischen Netze zu fördern, sind die Forschung sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen weiter zu unterstützen. Die Forschung und Technologieentwicklung im Bereich der Wärmespeicher für Areale, Quartiere und Gemeinden, zur Wärmespeicherung in Niedertemperatur-Aquiferen, zu Hochtemperatur-Wärmespeicher oder zur Anwendung von Hochtemperatur-Wärmepumpen in der Industrie kann in Zukunft das realisierbare Potenzial der thermischen Netze erweitern und zu weiteren Effizienzgewinnen führen. Da thermische Netze in erster Linie in dicht bebauten Gebieten sinnvoll sind, kommt den Städten eine wichtige Rolle zu. Deshalb sind sie gehalten, eine verbindliche Energieplanung vorzunehmen. Das Bundesamt für Energie (BFE) und der Städteverband haben ein gemeinsames Projekt zum Ausbau der thermischen Netze gestartet.

Erdgas ist heute noch ein bedeutender Energieträger. Auf dem Weg zum Netto-Null-Ziel muss dessen Verbrauch reduziert werden. Insbesondere im Bereich der Raumwärme sollte längerfristig kein Erdgas mehr eingesetzt werden. Bis 2050 muss die Gasversorgung CO₂-neutral sein. Der direkte Ersatz von Erdgas durch die Verwendung von Biogas oder Wasserstoff für die Heizung von Gebäuden erachtet der Bundesrat als nicht sinnvoll. Diese beiden Energieträger werden künftig hauptsächlich in der Industrie und im Schwerverkehr benötigt. Die Komfortwärme kann grösstenteils problemlos mit Umweltwärme und Wärmepumpen respektive der Nutzung nicht vermeidbarer Abwärme, von Holzbrennstoffen und der direkten Nutzung von Wärme aus tieferen geologischen Schichten bereitgestellt werden. Im Rahmen der kommunalen Energieplanung mit dem



Ziel CO₂-Neutralität und gegebenenfalls in Zusammenarbeit mit den Energieversorgern ist die Stilllegung von Gasleitungen und der Ausbau von thermischen Netzen zu prüfen. Mit einer vorausschauenden Planung können Hindernisse für die Realisierung von thermischen Netzen beseitigt werden. Thermische Netze haben ein grosses Potenzial für eine nachhaltige Wärmeversorgung. Dieses Potenzial muss nun möglichst rasch erschlossen werden.

Kantonale Energie- und Klimapolitik

Der Kanton Graubünden geht die Herausforderungen des Klimawandels mit Massnahmen im Rahmen der kantonalen Klimastrategie und des Aktionsplans Green Deal für Graubünden aktiv an und hat mit der Teilrevision des kantonalen Energiegesetzes den Nachvollzug der aktuellen Mustervorschriften der Kantone (MuKE 2014), unter Berücksichtigung der Verhältnisse in Graubünden, vollzogen. Das neue Energiegesetz ist seit 1. Januar 2021 in Kraft.

Städtische Energie- und Klimapolitik

Zurzeit wird der städtische Masterplan Klima und Energie erarbeitet. Die Stadt Chur unterstützt die Bestrebungen des Kanton Graubünden und verfolgt seit Jahren eine klimaschonende Energiepolitik. Als Energiestadt setzt sie zahlreiche Massnahmen zur effizienten Nutzung von Energie und zum Ausbau von erneuerbaren Energien sowie für eine umwelt-verträgliche Mobilität um. Die Umsetzung des Stadtentwicklungskonzepts (STEK), des Agglomerationsprogramms Chur der 4. Generation, des Energierichtplans sowie dessen Abstimmung mit dem Masterplan Energie Chur der IBC Energie Wasser Chur (IBC) sind zentrale Aspekte des städtischen Energie- und Klimamasterplans.

IST-Zustand auf dem Stadtgebiet

Die Energiebilanz der Stadt Chur wird mit dem Energie- und Klima-Kalkulator für Gemeinden erstellt. Die Bilanz zeigt, welche Energieträger den heutigen Energiebedarf decken und zu welchem Zweck die Energie verwendet wird. Zudem wird ersichtlich, wie viele Tonnen Treibhausgase pro Einwohner und Jahr ausgestossen werden.

Im 2020 wurde in der ganzen Stadt Chur insgesamt rund 1'166 GWh Energie in Form von Strom, Wärme und Treibstoff benötigt.

Der Wärmeverbrauch betrug 2020 rund 557 GWh, dies ist beinahe die Hälfte des Gesamtenergieverbrauchs. Die Wärmequellen stammten zu 27 % aus erneuerbaren Energien wie Fernwärme, Holz und Wärmepumpen (Schweizer Durchschnitt liegt bei 32 %). Das bedeutet, 73 % des Wärmeverbrauchs der Stadt Chur stammt aus fossilen Energieträgern wie Heizöl oder Gasenergie.

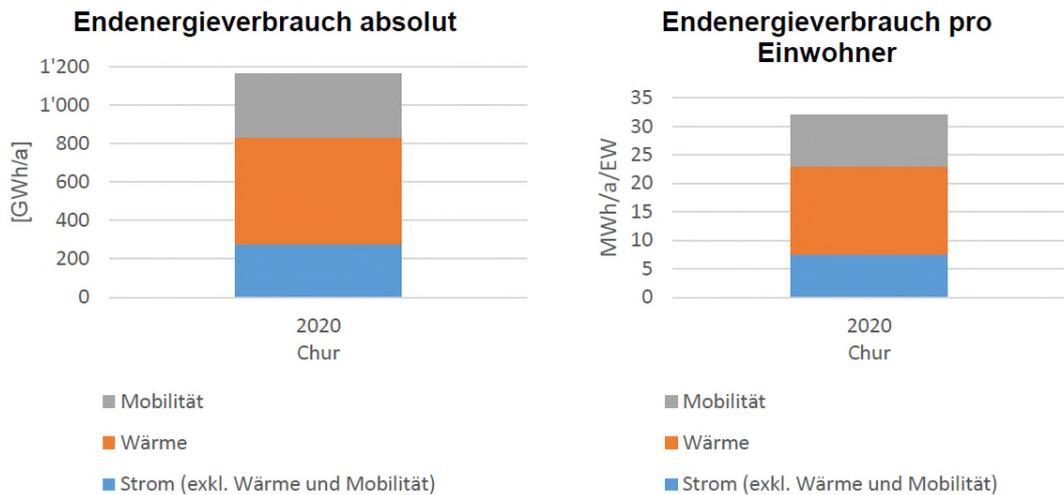


Abb. 3: Endenergieverbrauch nach Verwendungszweck absolut (links) und pro Einwohner (rechts), aus der Energiebilanz der Stadt Chur 2020

3.3 Konzept-Studien

3.3.1 Studie Empa und Sympheny

Ausgangslage

Die IBC hat in Zusammenarbeit mit der Elimes AG und der EMPA/Urban Sympheny AG (Start-up der EMPA) im 2018/ 2020 einen Masterplan Energie Chur mit Fokus Wärme/Kälte-Versorgung ausgearbeitet. Mit diesem Masterplan wurden mögliche Lösungen für das Netto-Null Ziel (keine direkten CO₂-Emissionen verursacht durch das Energiesystem) bis in die Jahre 2035/2050 aufgezeigt.

Die Elimes AG hat in Zusammenarbeit mit Urban Sympheny AG (EMPA) im Jahr 2020 eine erste Wirtschaftlichkeitsberechnung erstellt. Mit dem Szenario 2035 wurde aufgezeigt, dass das Energiesystem der Stadt Chur wirtschaftlich vertretbar umgebaut werden kann. Die Lebenszykluskosten (Investitionskosten + Energiekosten + Betriebskosten + Unterhaltskosten) des zukünftigen, CO₂-freien Energiesystems können auf ähnlichem Niveau gehalten werden, wie dies mit dem heutigen Energiesystem der Fall ist. Die folgenden drei Effekte führen gemäss EMPA/Elimes zu diesem Resultat:

1. *Kostenreduktion der eingesetzten Technologie, hervorgerufen durch Skaleneffekte.*
2. *Reduktion des Energiebedarfs durch Gebäudesanierungen gemäss Energiestrategie 2050 BFE.*
3. *Leistungstarif anstelle Energietarif bei der Elektrizität hilft erneuerbaren Technologien und deren wirtschaftlichem Einsatz.*



Auswirkungen auf die IBC

Basierend auf den Szenarien WWB 2035 (**w**eiter **w**ie **b**isher) und NN0 2035 (**Netto Null**) sowie den dazugehörigen Finanzplänen wurde eine Analyse für das Geschäftsfeld Wärmedienstleistung der IBC vorgenommen.

Das Stromgeschäft IBC wird in den nachfolgenden Analysen nicht berücksichtigt. Der Fokus wird auf das Wärmegeschäft, inklusive der Auswirkung auf den Gasabsatz gelegt.

In diesem Szenario WWB 2035 wird ersichtlich, dass Immobilienbesitzer vermehrt Wärmepumpen und PV einsetzen werden. Das Geschäftsfeld Wärmelieferung der IBC wird sich in diesem Szenario stark entwickeln, um den rückläufigen Gasverkauf zu kompensieren. Durch den massiven Ausbau der PV Anlagen wird die IBC ebenfalls einen Rückgang im Stromgeschäft erfahren (Eigenverbrauch). Dieser Rückgang kann jedoch teilweise durch den steigenden Strombedarf von Wärmepumpen kompensiert werden.

Im Szenario WWB 2035 wurde die Annahme getroffen, dass keine speziellen Massnahmen für einen Umbau in ein CO₂-freies Energiesystem erfolgen. Folglich wurden Technologien nach vorhandenen Infrastrukturen und wirtschaftlichen Aspekten gewählt:

Investitionen	Investition CHF	Anteil IBC %	IBC (CHF)	Dritte (CHF)
Investitionen	(Neuwert)		(Neuwert)	(Neuwert)
Baukosten vorhandene thermische Netze	55'000'000	100%	55'000'000	-
Luft WP	20'206'365	0%	-	20'206'365
PV	126'000'000	0%	-	126'000'000
Hackschnitzelkessel	6'120'191	50%	3'060'096	3'060'096
Gas-Heizkessel	21'978'620	50%	10'989'310	10'989'310
Gas-BHKW	1'229'950	100%	1'229'950	-
Grundwasser WP	51'170'770	50%	25'585'385	25'585'385
Ölkessel	30'176	0%	-	30'176
Wärmespeicher	866'436	20%	173'287	693'149
Elektrische Speicher	3'633'000	0%	-	3'633'000
Total	286'235'508		96'038'028	193'830'480

Abb. 4: Investitionsbedarf für das Energiesystem Stadt Chur gemäss Szenario WWB 2035 und deren Zuordnung zu IBC und Dritte.

(Quelle: Wirtschaftlichkeitsberechnung Energieversorgung Chur, EMPA 17.04.2022)



Die Investitionen für das Szenario NN0 2035, und folglich die entsprechenden, zukünftigen Geschäftsfelder der IBC, wurden wie folgt angenommen:

Investitionen	Investition CHF	Anteil IBC %	IBC (CHF)	Dritte (CHF)
Investitionen	(Neuwert)		(Neuwert)	(Neuwert)
Baukosten neue thermische Netze	108'000'000	100%	108'000'000	-
Biogas-Kessel	8'074'170	50%	4'037'085	4'037'085
Biogas BHKW	48'753'092	100%	48'753'092	-
Wärmepumpen	41'445'680	50%	20'722'840	20'722'840
Hackschnitzelkessel	3'557'505	50%	1'778'753	1'778'753
PV	113'400'000	0%	-	113'400'000
Wärmespeicher	10'085'174	20%	2'017'035	8'068'139
Elektrische Speicher	35'738'780	0%	-	35'738'780
Total	369'054'401		185'308'804	183'745'597

Abb. 5: Investitionsbedarf für das Energiesystem Stadt Chur gemäss Szenario NN0 2035 und deren Zuordnung zu IBC und Dritte. Im Masterplan Elimes wurde ein Investitionsbedarf von Fr. 285 Mio. ausgewiesen, in welchem der Ausbau PV (Fr. 113 Mio.) nicht enthalten ist.

(Quelle: Wirtschaftlichkeitsberechnung Energieversorgung Chur, EMPA 17.04.2022)

Wird die Stadt Chur aktiv das Netto-Null Ziel verfolgen, kann die IBC ihre Geschäftsfelder im Bereich Wärmelieferung ausbauen. Ein starker Ausbau der Wärmenetze und der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird stattfinden. Bei den zukünftigen Wärmepumpenanlagen wird ein IBC Contracting-Anteil von 50 % erwartet. Haupttreiber für diese Dienstleistungen sind die Wärmenetze, welche Abwärme (z.B. aus der GEVAG KVA) und erneuerbare, thermische Energie (z.B. aus Grundwasser) in der Stadt Chur verteilen. Dieses Szenario entspricht dem Masterplan (Elimes). Die detaillierte Beschreibung ist in den entsprechenden Dokumenten zu finden.

In diesem Masterplan 2020 wurde der Neuwert des Energiesystem Stadt Chur nach dem Umbau von Fr. 285 Mio. (ohne PV Anlagen) berechnet. Die neuesten Berechnungen nach Sympheny 2021 bestätigen diesen Neuwert des Energiesystems Stadt Chur, ohne PV Anlagen (Fr. 113 Mio.), von Fr. 256 Mio. Daraus resultiert eine Abweichung zu den Berechnungen Masterplan 2020 von 10 %.

Die Mehrinvestitionen für die IBC gegenüber dem Szenario WWB 2035, um das Ziel Netto-Null (Szenario NN0 2035) zu erreichen, belaufen sich in den nächsten 15 Jahren auf rund Fr. 90 Mio.: Im Szenario WWB 2035 investiert die IBC Fr. 96 Mio. (keine Investitionen in Dekarbonisierung); im Szenario NN0 2035 investiert die IBC Fr. 185 Mio.

Aus dem Geschäftsfeld Wärme können vier Energieprodukte verkauft werden: Heizenergie, Kühlenergie, Bio-Gasenergie-Direktverkauf und Elektrizität aus Kraft-



Wärme Kopplungsanlage. In der nachfolgenden Grafik wird die Entwicklung dieser Abätze aufgezeigt. Der traditionelle Verkauf von Gas an Endkunden wird in beiden Szenarien WWB 2035 und NN0 2035 durch den Verkauf von Wärmeprodukten zum Heizen und Kühlen abgelöst. Durch den vermehrten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) in Quartierzentralen wird die lokale Strombereitstellung im Szenario NN0 2035 ausgebaut (Abb. 6).

Wird der Gasenergieeinsatz des Wärmegeschäfts IBC analysiert, zeigt das Szenario WWB 2035 weiterhin einen hohen Anteil an Gasheizkesseln bei den Endkunden. Im Szenario NN0 2035 werden diese Gaskessel durch Fernwärmeanschlüsse abgelöst. Die Heizenergielieferung durch Fernwärmenetze wird durch die Quartierzentralen sichergestellt. Der Rückgang im Gasenergieabsatz Szenario WWB 2035 kann behoben werden, indem vermehrt Quartierzentralen mit KWK (NN0 2035) (KWK = WKK) eingesetzt werden. Diese Quartierzentralen liefern wertvollen Winterstrom und erhöhen die Versorgungssicherheit der Stadt Chur (Abbildung 6.)

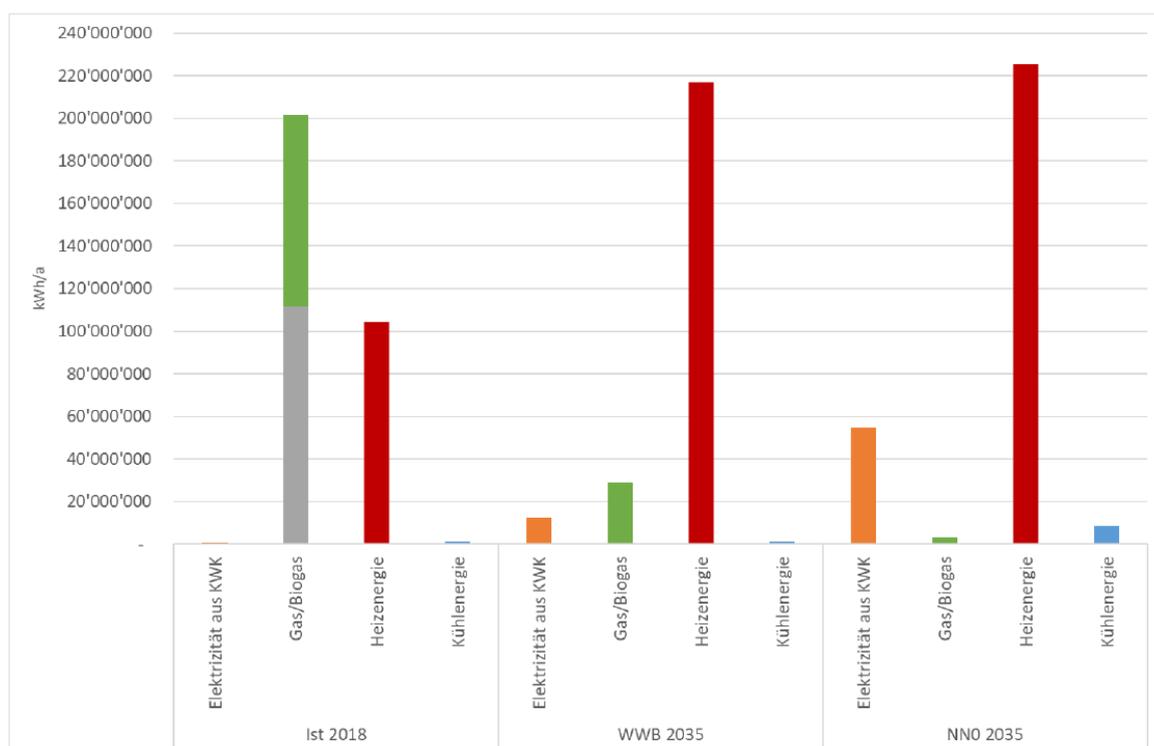


Abb. 6: Energiemengen welche im Wärmegeschäft IBC an die Endkunden verkauft werden: Gas/Biogas, Heiz-Kühlenergie über Fernwärme und Contracting und Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. (Quelle: Wirtschaftlichkeitsberechnung Energieversorgung Chur, EMPA 17.04.2022)



Die zukünftigen Erträge der IBC aus dem Wärmegeschäft entwickeln sich für die beiden Szenarien WWB 2035 und NN0 2035 wie folgt:

Energiefieferungen an Endkunden (kWh/a)	IBC 2018 (gemessen)	Ist-Zustand 2018 (ohne Industrie)	WWB 2035 (ohne Industrie)	NN0 2035 (ohne Industrie)
Elektrizität (aus KWK)	n/a	762'175	12'675'720	54'657'553
Gas 1)	170'044'000	111'600'000	-	-
Biogas	inkl.	90'000'000	29'155'350	3'227'132
Wärme 2)	109'214'113	104'544'092	216'896'720	225'502'443
Kälte	n/a	1'317'542	1'185'788	8'477'395
1) 15% Abweichung aufgrund der Datenbasis GWR				
2) Fernwärme GEVAG und Contracting				
Energiefieferungen an Endkunden (Rp./kWh)		Ist-Zustand 2018 (ohne Industrie)	WWB 2035 (ohne Industrie)	NN0 2035 (ohne Industrie)
Elektrizität		8.0	8.0	9.2
Gas 1)		8.0	-	-
Biogas		12.0	12.0	12.0
Wärme		17.0	17.0	19.6
Kälte		12.0	12.0	12.0
Energiefieferungen an Endkunden (CHF/a)		Ist-Zustand 2018 (ohne Industrie)	WWB 2035 (ohne Industrie)	NN0 2035 (ohne Industrie)
Elektrizität		60'974	1'014'058	5'028'495
Gas 1)		8'928'000	-	-
Biogas		10'800'000	3'498'642	387'256
Wärme		17'772'496	36'872'442	44'085'728
Kälte		158'105	142'295	1'017'287
Total Erträge pro Jahr		37'719'575	41'527'437	50'518'766

Abb. 7: Erträge aus dem Energieverkauf für die Szenarien WWB 2035 und NN0 2035 im Vergleich zu heutigen Erträgen.

(Quelle: Wirtschaftlichkeitsberechnung Energieversorgung Chur, EMPA 17.04.2022)

Das Szenario WWB 2035 zeigt auf, wie sich die IBC verhalten könnte, wenn sich der Gasverkauf reduziert. Der entgangene Gasertrag kann durch den Ausbau des Geschäftsfelds Wärme kompensiert werden. Zu beachten gilt, dass keine speziellen Massnahmen zur CO₂-Reduktion berücksichtigt werden, sondern lediglich die Ertragslage der IBC gehalten wird. Wird jedoch das Geschäftsfeld Wärme nicht ausgebaut, muss mit einem Ertragsrückgang von bis zu 40 % (Fr. -20 Mio.) gerechnet werden.

Das Szenario NN0 2035 beschreibt hingegen den aktiven Umbau des Energiesystems durch die IBC, um das Ziel Netto-Null zu erreichen. Der forcierte Ausbau des Geschäftsfelds Wärme und die lokale Stromproduktion in Quartierzentralen mittels Kraft-Wärmekopplung (KWK) resultiert in einem Zuwachs der Erträge von rund 30 % (+ Fr. 13 Mio.). Dieser Ertragsausbau wird durch die Mehrinvestition, gegenüber dem Szenario WWB 2035, von rund Fr. 90 Mio. erreicht.

Die Wirtschaftlichkeit der beiden Szenarien unterscheidet sich wie folgt:

- WWB 2035: IRR 9.2 %, Rückzahlung Investition/Neuwert nach 12 Jahren



- NN0 2035: IRR 6.6 %, Rückzahlung Investition/Neuwert nach 15 Jahren

Zu beachten gilt, dass beim NN0 2035 Szenario der Restwert nach Ende des Betrachtungszeitraumes im Finanzplan von 20 Jahren wesentlich höher ist, als beim Szenario WWB 2035. Diese Restwerte wurden in den IRR Berechnungen nicht berücksichtigt.

Der Ausbau und Umbau der heutigen Wärmedienstleistung IBC, um das Szenario NN0 in 2035 zu erreichen, könnte wie folgt stattfinden:

1. Bis 2024 wird das WWB Szenario verfolgt, d.h. die bestehenden Dienstleistungen und deren Ausbau werden im Bereich Wärmeversorgung weitergeführt. Die durchschnittlichen Investitionen von Fr. 2.7 Mio. jährlich werden wie geplant getätigt, total Fr. 8 Mio.
2. Ab 2022 bis 2030 werden total Fr. 207 Mio. in den Ausbau und Umbau der Energieinfrastruktur nach Szenario NN0 2035 investiert: Fr. 185 Mio. Neuanschaffungen und Fr. 22 Mio. Ersatzinvestitionen in bestehende Infrastruktur.
3. Ab 2035 kann das Energiesystem CO₂-frei (Szenario NN0 2035) mit der oben erwähnten Wirtschaftlichkeit betrieben werden.

In der Umbauphase bis 2035 würde sich der Cashflow wie folgt entwickeln:

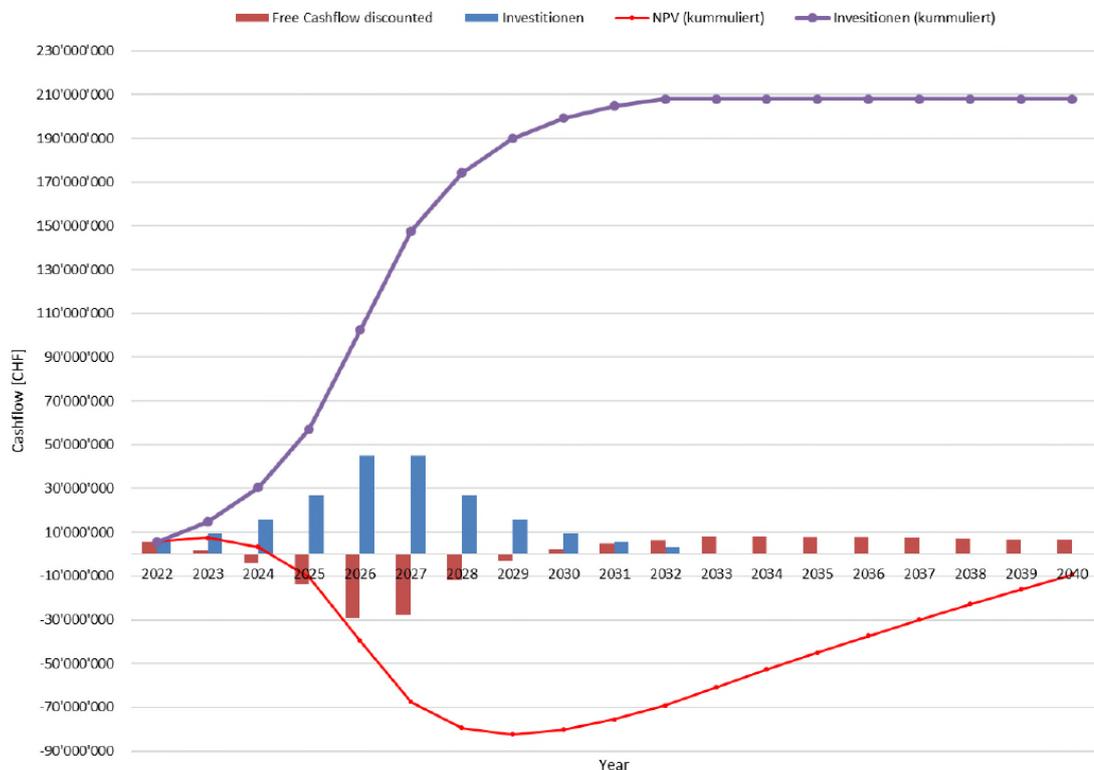


Abb. 8: Cashflow und Investitionen IBC während der Umbauphase, um das Szenario NN0 zu erreichen (Quelle: Wirtschaftlichkeitsberechnung Energieversorgung Chur, EMPA 17.04.2022)



Als Balken werden die jährlichen Investitionen und der 'Discounted Free Cashflow' dargestellt. Aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen sind die jährlichen 'Discounted Free Cashflow' auch negativ. Erst ab dem Jahr 2030 kann ein positiver 'Discounted Free Cashflow' erzielt werden.

Als Linie werden die kumulierten Investitionen sowie der kumuliert Net Present Value über die Jahre dargestellt. Der kumulierte Net Present Value zeigt, den diskontierten Barwert aller zukünftigen Cashflows. Dieser wird nach dem Jahr 2040 positiv, was auf ein langfristiges Engagement verweist.

Während dieser Umbauphase benötigt die IBC entsprechendes Kapital, um den Umbau des Energiesystems zu finanzieren. Unter den Modellannahmen (siehe auch Bericht Masterplan Stadt Chur) sinkt der IRR von heute 7.2 % während dieser Umbauphase auf 2.4 %. Nach der Umbauphase 2035+ steigt der IRR gemäss Modellannahmen wieder auf 6.6 %.

Würdigung

Die Berechnungen der Urban Sympheny AG, begleitet durch die Empa, erhärten die Aussagen bezüglich Wirtschaftlichkeit im Masterplan Energie 2020 Stadt Chur. Jedoch ist zu beachten, dass die Annahmen zukünftiger Energiebedarfe und Technologiekosten mit hohen Unsicherheiten zu verstehen sind. Je nach Entwicklung der rechtlichen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Randbedingungen können die Resultate grosse Abweichungen gegenüber der Realität aufweisen.

Aus diesem Grund empfiehlt der Studienverfasser eine jährliche Überprüfung der Modelle und Datengrundlagen, um frühzeitig Abweichungen in den Grundlagen und Annahmen zu identifizieren. Damit können rechtzeitig Anpassungen der Umbaustrategie vorgenommen und folglich wirtschaftlich unattraktive Investitionen ('Stranded Assets') vermieden werden. Im Rahmen der üblichen Berichterstattung (Management Reporting) wird der Stadtrat über die Erkenntnisse des Controllings informiert.

Fazit (Studie Empa)

Ein Umbau des heutigen, mit mehrheitlich fossilen Energieträgern versorgten Energiesystems, in ein zukünftiges, mit ausschliesslich erneuerbaren Energieträgern versorgtes Energiesystem ist wirtschaftlich machbar. Das zukünftige CO₂-freie Energiesystem kann mit einem koordinierten und vorausschauenden Umbauprozess eine ähnliche Wirtschaftlichkeit wie das heutige System erreichen.

Das Geschäftsfeld Wärmedienstleistung sollte auf jeden Fall weiter ausgebaut werden. Sowohl im Szenario WWB 2035 als auch im NN0 2035 sind die zukünftigen Erträge aus



dieser Geschäftstätigkeit notwendig, um das rückläufige Gasgeschäft zu kompensieren. Verfolgt die Stadt Chur das Netto-Null Ziel, müssen die Wärmedienstleistungen der IBC zusätzlich mit lokaler Strombereitstellung in Quartierzentralen (KWK) ergänzt werden.

In beiden Szenarien WWB 2035 und NN0 2035 wurde der Ausbau der PV-Anlagen in Chur privaten Investoren und Betreibern zugeordnet. Eine Angebotserweiterung der IBC für die Finanzierung, den Bau und den Betrieb von PV-Anlagen ist aus wirtschaftlicher und betrieblicher Sicht sinnvoll. Der Cashflow der IBC kann mittels PV-Anlagen weiter gesteigert werden (siehe Finanzplan Szenario NN0 2035 aus Sicht der Stadt Chur).

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Fernwärmenetzen produzieren mehrheitlich im Winter Strom. Aus der Kombination mit PV/Batterie-Anlagen, welche vornehmlich im Sommer Strom liefern, resultiert eine ausgewogene, ganzjährige Strombereitstellung, welche einen signifikanten Anteil zur Versorgungssicherheit der Stadt Chur leisten kann.

Die Empa empfiehlt den Masterplan Energie Chur, welcher den Zielzustand im Jahr 2035 beschreibt, zu einem Masterplan Umbau Energiesystem 2022 - 2035/2040 weiter zu entwickeln. Dabei soll der Umbau in verschiedene Phasen unterteilt werden, welche zeitlich und räumlich definiert werden. Für jede abgeschlossene Umbauphase sollte die Wirkung bezüglich der Zielerreichung gemessen (Monitoring) und die Erkenntnisse daraus für die nächsten Umbauphasen genutzt werden. Der Informationsaustausch betreffend Monitoring könnte jeweils dem Stadtrat im Rahmen der üblichen Berichterstattung aufgezeigt werden, um auf dem aktuellen Stand der Entwicklungen bzgl. Umbauprozess und technische bzw. wirtschaftliche Risiken widerzugeben.

3.3.2 Studie ELIMES

Im Auftrag von IBC Energie Wasser Chur und der Stadt Chur sind in den letzten Jahren mehrere Studien betreffend fossilfreie Wärmeversorgung ausgearbeitet worden. Der Energierichtplan Chur (ERPSC) aus dem Jahr 2018 diente als Basis für die Entwicklung des neuen Masterplans Energie Chur 2020. Im Energierichtplan sind bereits Energiebedarf und Wärmequellen abgeschätzt.

Der neue Masterplan Energie 2020 gibt Antworten auf Fragen aus dem Energierichtplan der Stadt Chur (ERPSC) und er setzt neue Ziele für die Stadt Chur basierend auf der Energiestrategie 2050 des Bundes (ES2050). Dabei werden die beiden Szenarien „Referenz“ (weiter wie bisher) und Effizienz (neue Energiepolitik des Bundes) ausgearbeitet. Die Ziele von ES2050 werden durch das Ziel von IBC, Chur im Jahr 2040 mit erneuerbarer Wärme zu versorgen, bestärkt.



Der Masterplan Energie 2020 analysiert den aktuellen Wärmebedarf und erstellt Prognosen für die Jahre 2035 und 2050. Mit den vorhandenen erneuerbaren Wärmequellen wird eine Strategie entwickelt, welche aufzeigt, wie Chur künftig fossilfrei versorgt werden soll.

Für die Energiebedarfsprognose des Gebäudeparks wurde angenommen, dass aufgrund des Bevölkerungswachstums auch die beheizten Wohn- und Gewerbeflächen zunehmen. Dies führt beim Szenario "Referenz" trotz Effizienzmassnahmen zu einem etwa gleichbleibenden Gesamtenergiebedarf wie heute. Der Heizenergiebedarf sinkt in diesem Szenario aufgrund der Gebäudesanierungen und dem Ersatz von Öl- und Erdgasheizungen. Dieser positive, jedoch auslaufende Effekt wird durch die Zunahme des Energiebedarfs für Warmwasser, Kühlung und elektrische Verbraucher durch Bevölkerungswachstum kompensiert. Beim Szenario "Effizienz" greifen die ehrgeizigen Ziele der zukünftigen, neuen Energiepolitik und der Endenergiebedarf sinkt bis 2050 gegenüber heute um einen Drittel. Vor allem der Ersatz der Öl- und Erdgasheizungen durch Wärmepumpen und Wärme-Kraft-Kopplungen (WKK), die mit Biogas funktionieren, wird massgebend zur Reduktion beitragen.

Die Analyse der CO₂-Emissionen pro Quadratmeter und Jahr zeigt, dass die Emissionen abnehmen. Beim Szenario "Referenz" können die Emissionen bis 2050 um 50 % gesenkt werden. Beim Szenario "Effizienz" erreicht die CO₂-Reduktion Netto-Null bis 2050 und wird die Ziele des Pariser Klimaabkommens einhalten.

Basierend auf dem Szenario "Effizienz" müssen die erneuerbaren Energiequellen ausgebaut werden.

Ein grosses Potential für die erneuerbare Wärmeproduktion liegt in der Umwelt- und industriellen Abwärme. Diese Wärme kann in dicht besiedelten Gebieten effizient mittels Anergienetzen verteilt und mit Wärmepumpen aufbereitet werden. In weniger dicht besiedelten Gebieten können solitäre Anlagen diese erneuerbaren Energiequellen anzupassen. In Chur wird heute über 40 % der Wärme für Heizen und Warmwasser mit Erdgas bereitgestellt. Das Gasnetz ist vorhanden und kann künftig einen entscheidenden Beitrag zur energetischen Versorgung von Chur beitragen. Die Schweizer Gaswirtschaft hat sich das Ziel gesetzt, bis ins Jahr 2030 den Anteil der erneuerbaren Gase im gasversorgten Wärmemarkt auf 30 % zu steigern. Wichtig für Chur ist die bereits vorhandene Infrastruktur des Hochtemperaturnetzes, welches durch die KVA gespeisen wird. Die ARA Chur hat mit dem gereinigten Abwasser viel Wärmepotential und kann damit ein wichtiger Energiehub werden.

Für die fossilfreie Wärmeversorgung von Chur wird eine Strategie vorgeschlagen, welche von Osten gegen Westen Quartiere mit Wärme auf abnehmendem Temperaturniveau



versorgt. Während im Osten die Hochtemperatur-Versorgung (HT) vorherrscht wird im Westen hauptsächlich Anergie-Wärme zur Verfügung gestellt. Das Konzept wird Kaskadenversorgung genannt. Die Kaskadenversorgung sieht den Wärmetransport von Netzen mit hohen Temperaturen auf Netze mit tieferen Temperaturen vor. Von den HT-Netzen im Osten mit dem Quartierzentralen-Streifen im mittleren Teil wird Wärme an die angrenzenden Anergienetze geliefert. Die Versorgung von Chur kann auf diese Weise in Etappen und Phasen erfolgen. Das Vorgehen kann effizient und wirtschaftlich gestaltet werden. Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser, welche nicht im Bereich von Netzen liegen, können beispielsweise auch mit Luft-Wasser-Wärmepumpen oder modernen Biogas-KWK versorgt werden.

Die Energieversorgung Stadt Chur wurde als Energie Hub modelliert. Die natürlichen Ressourcen im Stadtgebiet und der Energiebedarf 2018, 2035 und 2050 wurden anhand der vorangegangenen Analysen erfasst. Mögliche Umwandlungs- und Speichertechnologien wurden bezüglich deren Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Wirkung festgelegt. Mit diesem ganzheitlichen Modell wurden der kosten-optimalen Technologiemitmix bei verschiedenen CO₂-Emissionen identifiziert (Pareto Front). Diese Pareto Fronten wurden für das Jahr 2018, 2035 und 2050 erstellt. Aus den Resultaten wurde ersichtlich, dass eine Transformation der heutigen Energieversorgung in eine CO₂-freie Energieversorgung im Jahr 2035 bei ähnlichen Lebenszykluskosten wie 2018 möglich ist. Die wichtigsten drei Treiber, welche eine solche Lösung ermöglichen, sind:

- 1) Steigerung der Energieeffizienz durch Gebäudesanierung und Geräteersatz
- 2) Reduktion der Technologiekosten durch Skalen-Effekte;
- 3) Anpassungen in der Tarifstruktur, indem der Leistungsbezug stärker als der Energiebezug gewichtet wird.

Zu beachten gilt, dass das Energiesystem umgebaut werden muss und ausschliessliche Technologien, welche erneuerbare Energie nutzen, zum Einsatz kommen. Dies erfordert z.T. massive Investitionen. Hingegen wurde aufgezeigt, dass mit solchen Investitionen das neue, vollständig erneuerbare Energiesystem mit ähnlichen Lebenszykluskosten betrieben werden kann wie das heutige System. Die Simulationen und Optimierungen zeigten ebenfalls auf, dass die IBC zukünftig erneuerbares Gas (biologisch oder synthetisch) und erneuerbaren Strom über langfristige Lieferverträge absichern soll, um attraktive Energiepreise beim umgebauten Energiesystem zu erreichen. Zusätzlich wurde die thermische Belastung des Grundwassers untersucht. Beim optimalen Technologiemitmix mit Netto-Null CO₂-Emissionen im Jahr 2035 wird das Grundwasser max. 800 MWh/Tag bzw. mit ca. 170'000m³/Tag Wasserentnahme bzw. -rückgabe auf dem Gebiet der Stadt Chur belastet.



Chur wird im Jahr 2035 um 300 GWh Wärme brauchen. Die Investitionen werden auf Fr. 285 Mio. geschätzt.

Der Masterplan Energie Chur 2020 zeigt die Herausforderung der zukünftigen Energieversorgung. Die privaten Hauseigentümer, die Politik und die Verwaltungen sollen mit den aufgeführten Handlungsempfehlungen motiviert werden, Projekte für eine sichere, günstige und umweltschonende Energieversorgung zu initiieren. Die Stadt Chur kann Vorbildregion im Bereich nachhaltiger Entwicklung werden und bleibt somit fit für die Zukunft.

3.4 Operative Umsetzung

Der Masterplan Energie Chur 2020 soll eine Strategie vorschlagen, welche aufzeigt, wie Chur künftig erneuerbar versorgt werden kann. Dabei soll möglichst jedes Gebäude die Gelegenheit erhalten, sich über ein Angebot von IBC erneuerbar zu versorgen. Der Fokus der Studie liegt entsprechend auf der Energiebereitstellung und -verteilung.

In Abbildung 9 wird die Vorgehensweise der Studie dargestellt. In einem ersten Schritt werden die Ziele definiert. Anschliessend wird eine Bedarfsanalyse erstellt. Als Grundlage dienen GWR/GIS-Daten die beim BFS mit dem Einverständnis der Stadt erhältlich sind.

Die Bedarfsanalyse gibt den aktuellen Bedarf an Energie der Stadt Chur wieder. Da es sich um statistische Daten handelt, die auf der Einreichung von Baugesuchen und deren Weitergabe ins GWR basieren, können die Daten fehlerhaft sein. Die Genauigkeit reicht aber für die Erstellung von Energiericht- und Masterplänen sowie Strategien aus.

Die Prognosen für die Jahre 2035 und 2050 werden so erstellt, dass die Zielwerte von ES2050 erreicht werden. Es werden die beiden Szenarien Referenz und Effizienz berechnet. Das Szenario Referenz zeigt wohin man gelangt, wenn die Entwicklung so weitergeht wie sie in den letzten Jahren schweizweit erfolgt ist. Das Szenario Effizienz hat zum Ziel den CO₂-Ausstoss im Jahr 2050 auf Netto Null zu senken.

Da IBC die Stadt Chur bereits im Jahr 2040 erneuerbar versorgen möchte, müssen die Massnahmen schneller umgesetzt werden.

Nach der Berechnung der Prognosen wurden Wärmequellen identifiziert, eine Strategie entwickelt und ein Versorgungskonzept erstellt. Chur wurde in Quartiere unterteilt und deren Wärmebedarf heute und 2035 dargestellt. Die Prognosen für die einzelnen Quartiere werden aus einem pauschalen Entwicklungsfaktor, der für Chur als Ganzes errechnet wurde, bestimmt.

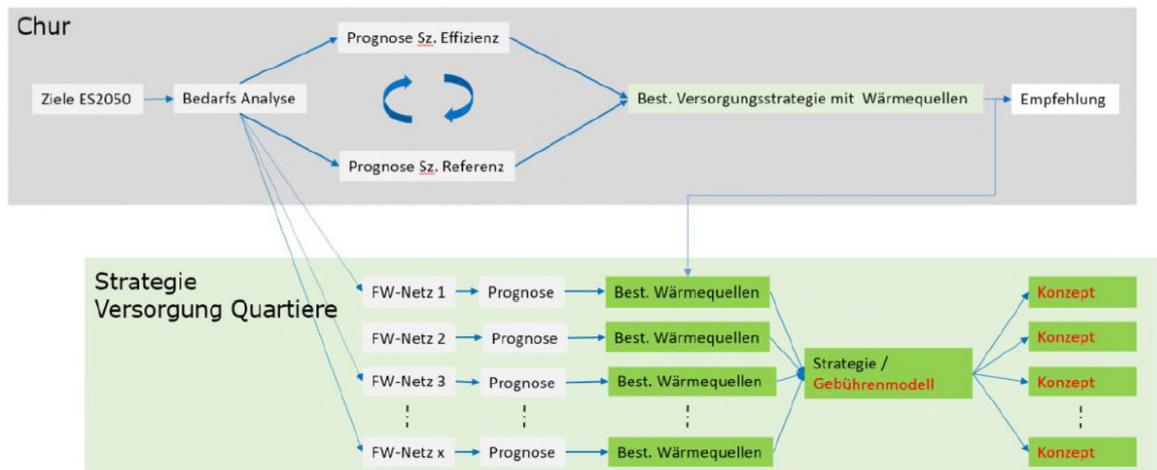


Abb. 9: Methodik für das Erarbeiten des Masterplan Energie Chur

Strategie Wärme-/Kälteversorgung Chur 2035 / 2040

Die IBC Energie Wasser Chur strebt an, die Stadt Chur im Jahr 2040 mit erneuerbarer Energie zu versorgen. Die Nutzung von hochwertiger Energie für die Produktion von 20 °C Raumtemperatur ist ineffizient. Aus diesem Grund werden Kunden mit Erdgasanschlüssen für Heizen und Warmwasserproduktion ohne alternative Angebote verloren gehen. Ein abgestimmter Ausbau der Infrastruktur im öffentlichen Raum schafft Wertschöpfung für die IBC und das einheimische Gewerbe. Die Wärmeversorgungsstrategie hilft, dieses Ziel zu erreichen.

Berechnungsgrundlagen

Als Grundlage für die Berechnungen dienen die GWR/GIS-Daten, welche Informationen über das Baujahr, Gebäudekategorie, Gebäudefläche, Stockwerke und den Energieträger liefern. Aus diesen Daten und spezifischen Energiekennzahlen kann die Energiebezugsfläche, der Warmwasserbedarf, die benötigte Heiz- und Kühlenergie berechnet werden. Des Weiteren wurden Daten vom örtlichen Energieversorger wie Strom- und Gasverbrauch für die Datenvalidierung beigezogen.

Für die Bedarfsentwicklung 2035/2050 wurden folgende Sanierungsraten angenommen:

- Szenario Referenz: 0.5 %
- Szenario Effizienz: 2.5 %



Neben der Sanierungsrate wird angenommen, dass sich die Zunahme der Neubauten proportional mit dem Bevölkerungswachstum entwickelt. Die Bevölkerung von Chur soll von heute ca. 38'000 auf 43'000 im Jahr 2050 wachsen. Zusätzlich wird angenommen, dass alle Neubauten erneuerbar versorgt werden, gut isoliert sind und somit einen tiefen Energiebedarf haben.

Gebäudekategorien, Baujahre, Energieträger und Energiedichte

Das Baujahr, die Gebäudekategorie und der verwendete Energieträger sind die entscheidenden Einflussfaktoren, welche bestimmen, wie hoch der Energieverbrauch und der CO₂-Ausstoss eines Gebäudes ausfallen. Die Nutzung der Gebäude (Gebäudekategorie) wird in verschiedenen Energiekennzahlen berücksichtigt. Ein Einfamilienhaus ist energieintensiver als ein Mehrfamilienhaus, alte Gebäude haben einen höheren Bedarf als Neue. Der verwendete Energieträger wird über den CO₂-Faktor in den Berechnungen berücksichtigt.

Visualisierung Gebäudealter Chur

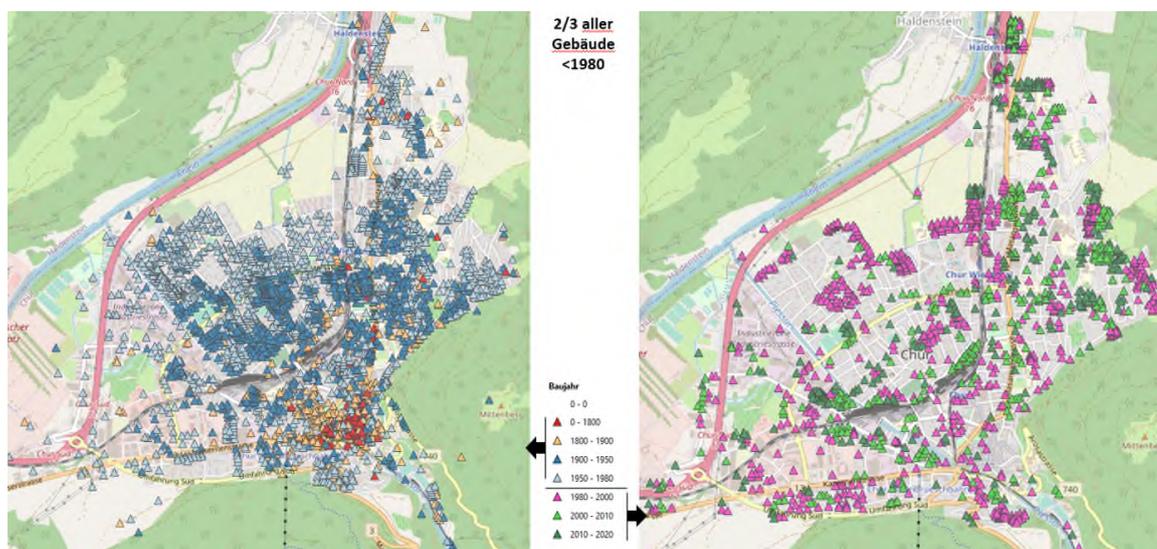


Abb. 10: Visualisierung Gebäudealter Chur; 2/3 aller Gebäude sind Baujahr vor 1980 (rechts)

(Quelle: Masterplan Energie Chur, ELIMES AG, 04.10.2020)

Visualisierung Verbrauch Strom- und Heizenergie (Energiedichte)

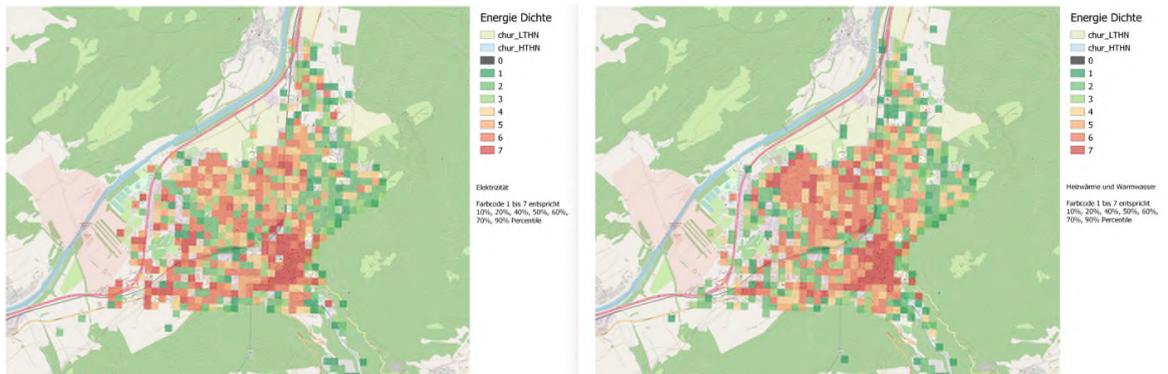


Abb. 11: Visualisierung Stromverbrauch (links) sowie Heizen und Brauchwarmwasser (rechts)
 (Quelle: Masterplan Energie Chur, ELIMES AG, 04.10.2020)

Übersicht Bedarfsanalyse für Chur

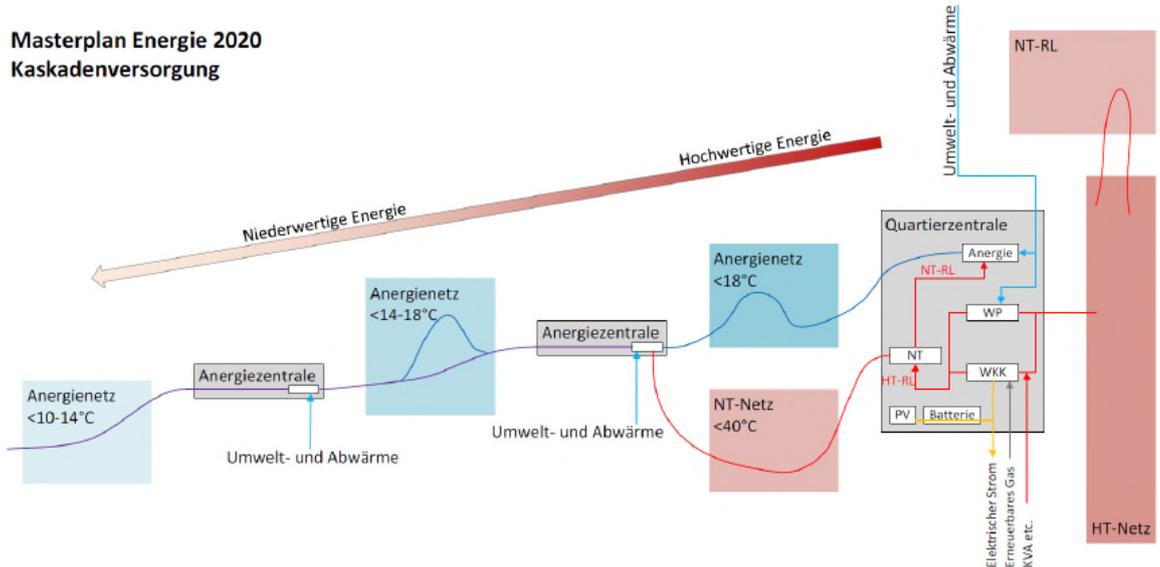
Bedarfsanalyse Chur		2018	Effizienz 2035	Effizienz 2050
Anzahl Einwohner 2019		38'057	39'921	42'850
EBF	m ²	3'168'360	3'514'348	3'664'864
Gebäudegrundfläche	m ²	1'386'460		
kalkulierter Nutzenergieverbrauch Heizen (exkl. Industrie)	GWh/a	408	266	120
kalkulierter Nutzenergieverbrauch WW	GWh/a	42	42	41
Kühlen	GWh/a	3	17	38
Haushaltstrom	GWh/a	143	140	133
Gemessener Gesamtstromverbrauch	GWh/a	175		
EKZ Endenergieverbrauch Heizen Gebäude	kWh/m ²	151	88	37
CO ₂ -Ausstoss pro Person	kg CO ₂ /Pers	3'300	742	116

Abb. 12: Zusammenfassung Daten Bedarfsanalyse und Prognosen (Quelle: Masterplan Energie Chur, ELIMES AG, 04.10.2020)

Die in Abb. 12 aufgeführte prognostizierte Bevölkerungszahl entspricht aufgrund unterschiedlicher Datengrundlagen nicht der von der Stadt Chur ausgewiesenen Anzahl Einwohnerinnen und Einwohner.



Kaskadenversorgung



Legende: HT: Hochtemperatur
NT: Niedertemperatur
RL: Rücklauf
WP: Wärmepumpe
PV: Photovoltaik
WKK: Wärme-Kraft-Kopplungsanlage

Abb. 13: Grundbaustein für die flächendeckende Versorgung von Chur mit erneuerbarer Energie ist das System der Kaskadenversorgung.

In Abbildung 13 ist eine Kaskadenversorgung schematisch dargestellt. Bei der Kaskadenversorgung werden an Hotspots Quartierzentralen (QZ) errichtet. Darin wird hochwertige Energie wie zum Beispiel Biogas oder synthetisches Gas (erneuerbares Gas) mittels Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) in Strom und Wärme umgewandelt. Die Wärme aus diesem Prozess versorgt die entsprechenden Verbraucher mit hoher Temperatur (Hochtemperaturnetz HT). Reichen diese nicht aus, werden an ausgewählten Standorten weitere Quartierzentralen gebaut. Diese versorgen mittels WKK-Anlagen mit erneuerbaren Gasen (oder auch Holz) den Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Bedarf. Insbesondere im Winter ist der durch WKK-Anlagen produzierte Strom sehr wichtig und trägt zur Reduzierung der Winterstromlücke bei.



Netztemperaturen

Netz

Hochtemperatur Wärmenetz (FWCAG/KVA):

Anergie-Wärmenetz ab Energiezentrale:

Rücklauf-Wärmenetz (FWCAG): durch IBC aufbereitet auf:

NT-Anergienetz: (Bidirektional; Warm-/Kaltleiter):

Kunden

80 °C – 120 °C

65 °C

52 °C – BBW 65 °C

8 °C – 30 °C

Nach den Kaskaden HT-Wärme \Rightarrow Anergie-Wärme \Rightarrow NT-Anergie kann mit NT-Anergie weitergefahren werden: Anergienetze nahe der Quartierzentrale arbeiten mit einem höheren Temperaturniveau als jene in der Peripherie. Auf diese Weise kann ein Anergienetz Verbraucher von einem benachbarten Anergienetz sein (HT \Rightarrow NT Wärme \Rightarrow NT-Anergie \Rightarrow NT-Anergie). Wärme wird von der Quartierzentrale her von Netz zu Netz weitergegeben. Somit findet in Chur eine thermische Vermischung statt. Die Grösse der Energiezentralen wird oft von der zur Verfügung stehenden Ab- oder Umweltwärme bestimmt.

Weil oft Grundwasser als Wärmequelle dient, haben die Anergienetze eine Leistung von einem bis drei Megawatt (1-3 MW). Diese mittelgrossen Netze eignen sich gut beim Aufbau von Kaskaden. Kleinere Netze können schneller ausgelastet werden und sie können gezielt mit zusätzlicher Energie gestützt werden. Dabei ist wichtig, dass die Rohrinfrastuktur genügend gross ausgelegt wird.

Einzelne, abgelegene Häuserreihen oder Gebäude an Strassen mit wenig Platz für Infrastrukturleitungen können mit dem Einleitersystem erschlossen werden.

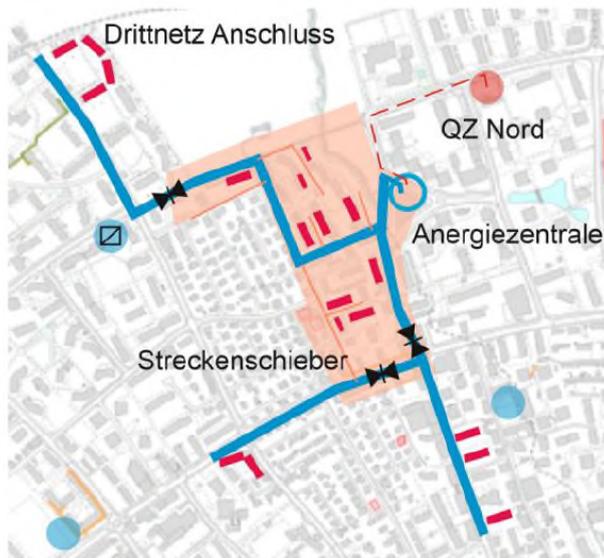
Die etappierte Erschliessung von Quartieren ist mit Anergienetzen sehr gut möglich. Ein effizienter und wirtschaftlicher Ausbau ist möglich.

Um ein flächendeckendes Anergienetz wirtschaftlich und effizient aufbauen zu können, kann der Ausbau etappenweise erfolgen.

Vorgehen beim Etappenausbau:

Ein Netz wird für seine optimale Grösse geplant (rote Fläche in Abbildung 14). Ausserhalb des geplanten Gebietes gibt es Anschlussbedarf (rote Gebäude). Für die Versorgung werden nun die geografischen Grenzen vom geplanten Netz absichtlich überschritten und die Leitungen bis zu den entferntesten Verbrauchern gebaut. Ziel ist es, schnell zu einer wirtschaftlichen Auslastung der Zentrale zu gelangen. So entsteht ein Anergie-Wärmenetz in relativ grossem Perimeter. An den künftigen Netzgrenzen werden Strecken- oder Netzschieber eingesetzt. Sobald genügend Anschlüsse im ursprünglichen

Netzgebiet (roter Bereich) vorhanden sind, werden die Netzschieber geschlossen und das Nachbarnetz aufgebaut. Das Netz wird letztendlich in der geplanten geografischen Ausdehnung betrieben.



Ab. 14: Schema zeigt effizienten Etappenausbau (Quelle: Masterplan Energie Chur, ELIMES AG, 04.10.2020)

Kaskadenversorgung und Etappenausbau in Stichworten

Quartierzentralen (QZ)

- sind Startpunkt für die Kaskadenversorgung
- Standort für WKK, WP, HT- Anergie-Wärme, Anergie-NT und RL-Verteilung
- Stützung von Anergienetzen
- Minderwertige Wärme wird von QZ zu den Anergienetzen transportiert
- QZ sollen ausbaubar sein (Batterien, Speicher, etc.)

Anergienetze

- beziehen Ab- und Umweltwärme aus der Umgebung und Stützwärme über die Kaskade
- sind gerichtete, bidirektionale und offene Netze mit eingebetteten Einleiternetzen für alleinstehende Gebäudegruppen
- Etappenausbau für einen effizienten, wirtschaftlichen Aufbau

Koordinierter Strassen- und Werkleitungsbau

Für eine wirtschaftlich erfolgreiche Umsetzung ist es essentiell, dass im Werkleitungsbau die Synergien mit dem Strassenbau der Stadt genutzt werden. Dies bedarf einer intensiven Koordination der Projekte mit dem Fokus auf NN0

Wärmeversorgungskonzept Chur 2035 / 2040

Abbildung 15 zeigt den Vorschlag für die Umsetzung des Kaskadenkonzepts für die Wärmeversorgung der Stadt Chur. Der Vorschlag sieht folgende Komponenten vor:

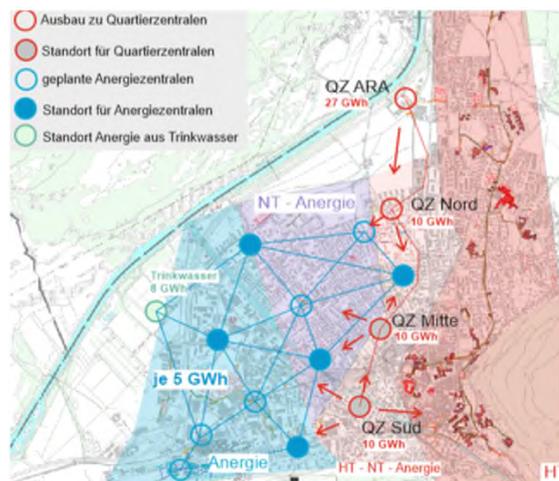


Abb. 15: Kaskadenversorgung für Stadt Chur

Wärmequellen	GWh/a
KVA	38 HT
	18 RL
ARA (WKK)	34
QZ Nord (WKK + Anergie)	13
QZ Mitte (WKK + Anergie)	13
QZ Süd (WKK + Anergie)	13
QZ Ost (WKK + Anergie)	13
Anergienetz Grundwasser	75
EFH + kleine MFH (WKK)	31
Luft-Wasser WP	31
Diverse	29
Total	308

Abb. 16: Wärmelieferung im Jahr 2035/40 durch Quartier- und Anergiezentralen

(Quelle: Masterplan Energie Chur, ELIMES AG, 04.10.2020)

Der Vorschlag ist nicht abschliessend. Quartierzentralen können im Prinzip entsprechend der Entwicklung von Chur beliebig platziert werden. Die Menge an Wärme, welche von den QZ in die Anergieperipherie transportiert werden muss, zeigt sich mit der Entwicklung der Netze. Es kann sein, dass eine QZ entfällt, weil viel Bedarf via Anergie und Grundwasser abgedeckt werden kann. Im Gegensatz dazu braucht es mehr Energie aus den Quartierzentralen, wenn Anergiequellen wie Grundwasserschüttungen, Abwärme von Dienstleistern und Industrie nicht ausreichend vorhanden sind.

In Abbildung 15 sind die Quartierzentralen mit einem roten Kreis dargestellt. In diesen wird Strom und Wärme von hoher Temperatur hergestellt. Eine QZ kann aber auch Wärme, Kälte und Strom speichern sowie Kälte verteilen. Eine QZ kann auch als Laststation und Dienstleister für Demand Side Management (DSM) sein.



Energie Hub Quartierzentrale

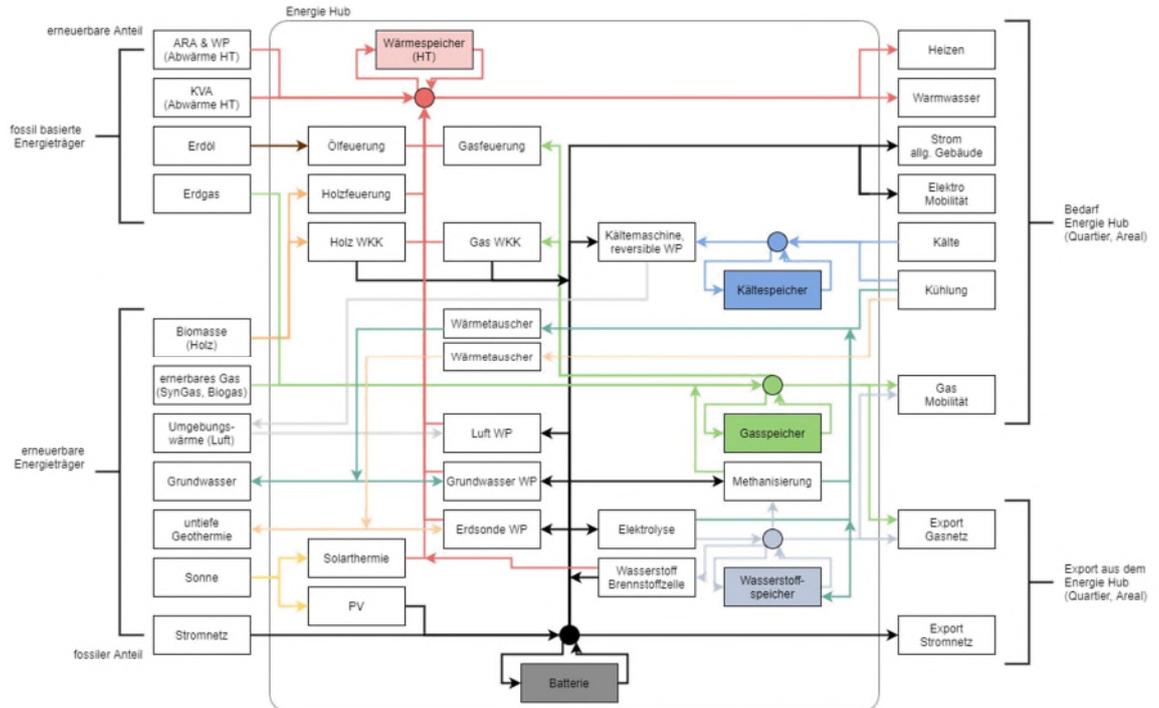


Abb. 17: Das Schema stellt die Funktion einer Quartierzentrale Chur dar. Links befinden sich die Energiequellen, welche bei der Geothermie auch Speicher sein können. Rechts befindet sich der Energieoutput. (Quelle: Masterplan Energie Chur, ELIMES AG, 04.10.2020)

Wärmebedarf Raster, Quartiere, Cluster und Teilcluster

Der aktuelle Wärme-/Kältebedarf von Chur ist in ein Raster sowie in Quartiere eingeteilt worden. Die Daten stammen aus dem eidg. Gebäude- und Wohnungsregister (GWR-Statistiken).

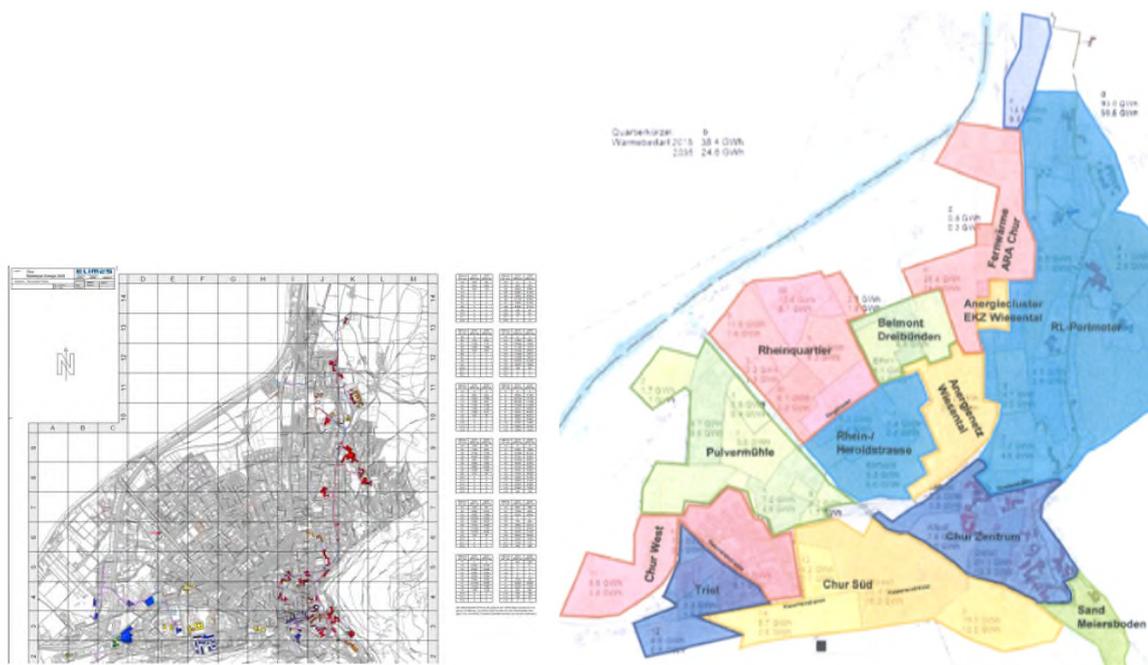


Abb. 18: Einteilung Wärme- und Kältebedarf von Chur in Raster und in Quartiere. (Quelle: Masterplan Energie Chur, ELIMES AG, 04.10.2020 / IBC eigene Darstellung)

Quartiere werden weiter in Cluster- und Teilclustereinheiten unterteilt, welche ein zeitlich gestaffeltes und versorgungsmässig planbares Ausrollen der Wärme-/Kältenetze erlauben.

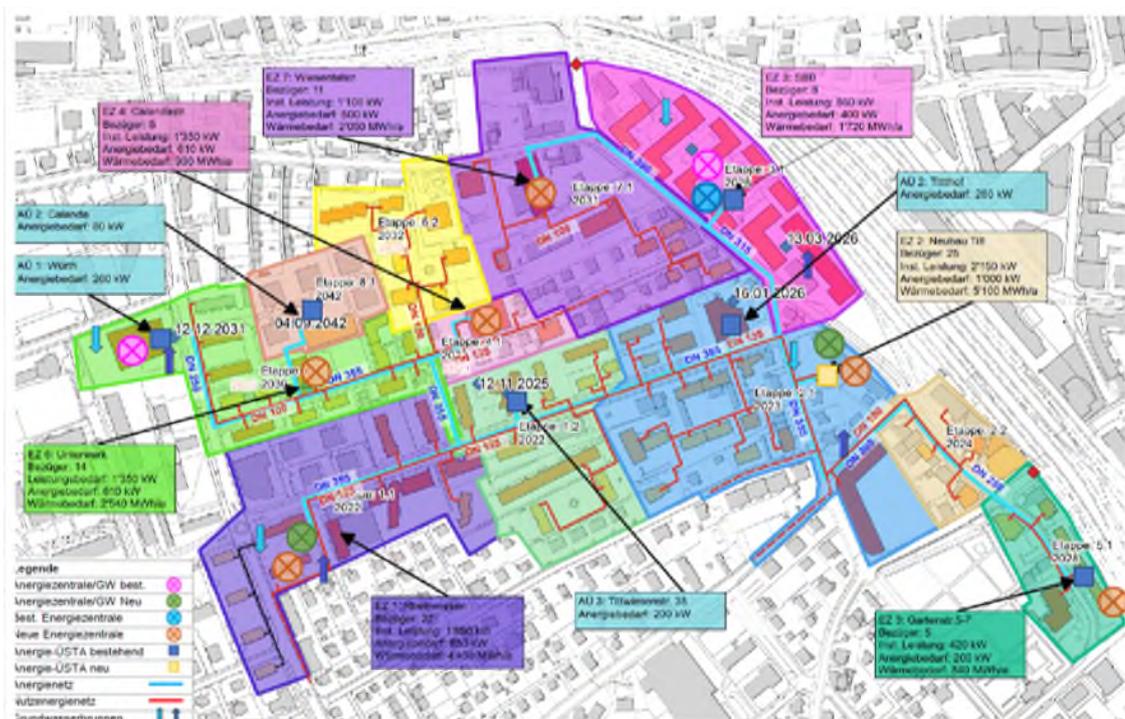


Abb. 19: Cluster mit Teilclustereinheiten mit sämtlichen Energiedaten, inkl. Energiezentralen, Fernwärme- und Energieübergabestationen (Quelle: Darstellung ANEX/IBC).

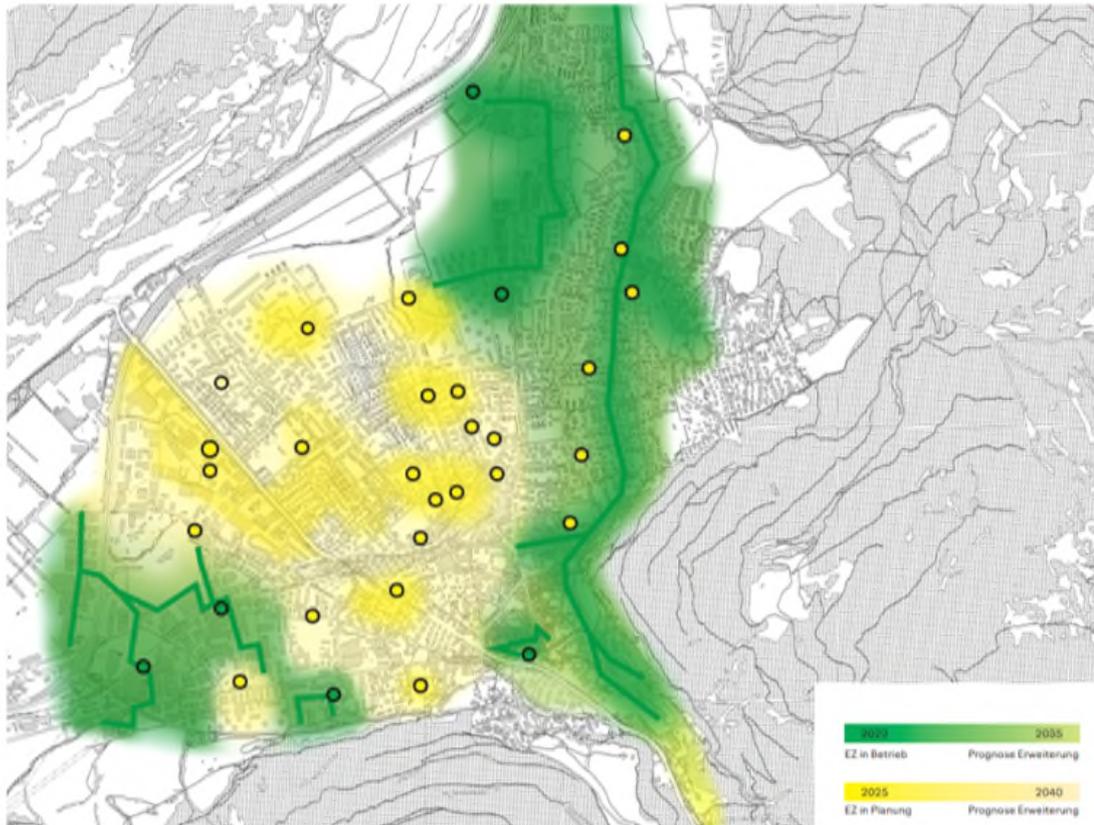


Abb. 20: Entwicklung Wärme-Gebiete Chur im Zeitstrahl (Quelle: Darstellung IBC).

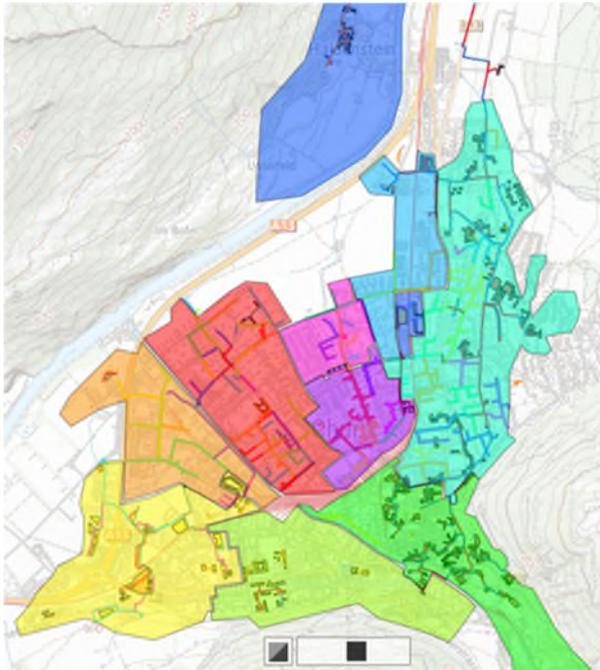
Haldenstein:

In Haldenstein betreibt die IBC bereits seit 2020 einen Wärmeverbund mit Holz.

Maladers:

Maladers eignet sich aufgrund der topologischen Lage nicht für die Versorgung mit Thermischen Netzen.

Der geplante Ausbau der Wärme- und Kältenetze sowie die Verdichtung in den heute bereits teil-erschlossenen Quartieren gemäss Masterplan 2040 ist in der nachfolgenden Grafik (Abb. 21) mit zugehöriger Legende (Abb. 22) ersichtlich. Die IBC kann ca. 60 % des städtischen Bedarfs abdecken, einige Quartiere wie z.B. Einfamilienhausquartiere sind wirtschaftlich nicht attraktiv.



Legende Masterplan Energie Cluster

	Rhein-/Heroldquartier
	Pulvermühle
	Chur West
	Chur Süd
	Chur Zentrum
	Rücklaufperimeter
	ARA Chur
	EKZ-Wiesental/Salufer
	Wiesental
	Lacuna I/Dreibünden
	Churwalden

Abb. 21: Geplanter weiterer Ausbau und Verdichtung thermische Netze Chur.

(Quelle: Darstellung IBC, GIS-Stadtplan Chur)

Abb. 22 Legende Masterplan 2040 geplante Leitungen

Kommentierung Businessplan Masterplan Energie (Wärme/Kälte, s. Beilage Wärme-Cluster Masterplan)

Um den Ausbau des Masterplans Wärme/Kälte technisch und finanziell umsetzbar zu machen, wurde Chur in 12 Cluster eingeteilt (vgl. Grafik Wärmecluster Masterplan 2035).



Aus technischer Sicht werden dabei die einzelnen Cluster in nochmalige ein bis zwei Dutzend weiterer Teil-Cluster unterteilt. Diese weitere Unterteilung ist auch aus Verkaufssicht hilfreich, geht sie doch quartierscharf vor.

Aus finanzieller Sicht ist die Unterteilung in elf Haupt-Cluster optimal, um den Bau der Investitionen sowie den Betrieb controllingmässig im Griff zu behalten. Einige Wärmenetze oder Teile davon in den verschiedenen Clustern sind bereits in Betrieb (ARA, EK Wiesenthal, Rossboden, City West, Arcas, Kornquader, Rheinfels), befinden sich im Bau oder in der konkreten Ausführungsplanung. Entsprechend basiert der Businessplan Wärme/Kälte auf bereits bekannten Daten für die Investitionen und den Betrieb. Die übrigen Werte wurden aufgrund von bekannten Vergleichsdaten hochgerechnet. Im Endausbau wird mit 60 % des gesamten Absatzpotentials gerechnet. Die folgende Übersicht zeigt die Eckwerte je Cluster:

	Investitionen 2012-2022	Investitionen 2023-2050	Absatz max.	Investitionen pro MWh
	<i>in TCHF</i>	<i>in TCHF</i>	<i>in MWh</i>	<i>in CHF/MWh</i>
Rhein-/Heroldquartier	5'490	74'743	49'550	1'619
Pulvermühle	88	27'527	14'572	1'895
Chur West	12'267	9'037	9'894	2'153
Chur Süd	564	37'275	24'300	1'557
Chur Zentrum	2'003	59'211	38'600	1'586
Rücklaufperimeter	1'164	47'361	30'108	1'612
ARA Chur	4'322	7'585	10'196	1'168
EKZ-Wiesental / Salufer	1'698	282	2'456	806
Wiesental	7'282	30'220	20'146	1'862
Lacuna I / Dreibünden	849	21'015	13'700	1'596
Total	35'727	314'256	213'522	1'639

Exkurs Axpo Tegra als Wärme-Quelle

Der Auftrag Anita Mazzetta und Mitunterzeichnende möchte die Planung einer Fernwärmeleitung von der Axpo Tegra AG bis Chur. Der Stadtrat nimmt nachfolgend Stellung und möchte diesen Auftrag abschreiben.

Der Stadtrat unterstützt gemäss Masterplankonzept die Energiequellen wie Grundwasser sowie andere vorhandenen Wärme-/Abwärmequellen innerhalb der Stadt bzw. welche bereits da sind. Somit ist die Thematik Hochtemperatur-Wärmeleitung von der Axpo Tegra nach Chur aus Sicht des Stadtrates keine Notwendigkeit und der wirtschaftliche



Nutzen bzw. Einflussmöglichkeiten seitens der Stadt sind gering und eine neue Versorgungsabhängigkeit könnte entstehen.

Solange das Biomassekraftwerk der Axpo Tegra betrieben wird könnte mit Niedertemperatur-Abwärme (wie sie aktuell im Wärmeverbund Domat/Ems verwendet wird), welcher nach Chur geführt werden wird, die Niedertemperatur-Anergienetze in Chur West unterstützt werden. Der wirtschaftliche Nutzen und die Unsicherheiten aufgrund der geringen Einflussmöglichkeit bei der Preisgestaltung wird jedoch in Frage stellt.

Würde diese Wärme-Energie von ca. im Winter 20 °C und im Sommer 30 °C, die heute in Domat/Ems in den Rhein fliesst, genutzt werden, kann diese nach Chur geführt werden. Die IBC würden diese Energie in ihr Niedertemperatur-Anergie-Netze in Chur West einspeisen. Sofern die Temperatur, welche in Chur ankommt nicht unter 20 °C sinkt, kann diese Wärmeenergie einen Beitrag zur Stützung unserer Niedertemperatur-Anergienetze leisten. Der Nutzen für Chur ist energieökologisch marginal und steht ökonomisch in einem ungünstigen Verhältnis zu den voraussichtlichen Investitionen für einen Leistungsbau nach Chur in der Grössenordnung von Fr. 25 bis 30 Mio. bis Gemeindegrenze Chur. Somit kann die IBC auch aus wirtschaftlicher Perspektive die Investitionen für einen solchen Leitungsbau nicht tragen.

Der Kanton will die Niedertemperaturleitung nach Chur im Rahmen des Aktionsplans Green Deal prüfen und bei einem positiven Entscheid auch finanzieren (müssen). Für den Stadtrat stellt diese Leitung keine Notwendigkeit dar.

Ausserdem gilt folgendes bzgl. der Ausgangslage der Axpo Tegra festzuhalten:

- Die KEV (Kostendeckende Einspeisevergütung) für die Axpo Tegra wird nach zwanzig Jahren (2008-2027) per 31. Dezember 2027 auslaufen. Die KEV kann nicht verlängert werden.
- Die Axpo Tegra befindet sich auf dem Gelände der Ems Chemie AG, besitzt somit einen Baurechtsvertrag mit der EMS Chemie AG. Dieser Baurechtsvertrag ist bis 2030 befristet. Ein Heimfall der Anlage an die EMS Chemie ist möglich.
- Eine Wärmequelle, welche zur Wärme-Versorgung von Städten, Gemeinden, Areale und Quartieren dient muss im Minimum zwischen 40 und 60 Jahren gesichert in Betrieb sein. Ansonsten können die Investitionen nicht amortisiert werden, respektive es muss nach alternativen Wärmequellen (falls vorhanden) gesucht werden. Eine Versorgungssicherheit über alle potentiell zu erschliessenden Gebiete, Objekte und Kunden ist somit nicht gewährleistet. Dies ist gleichbedeutend einer Hochrisiko-



Wärmeversorgungsstrategie welcher ein Verteilnetzbetreiber wie die IBC nicht eingehen kann.

- In den Jahren 2009/2010 wurde das Projekt vom damaligen EW Tamins (heute Rhienergie) und der IBC innerhalb einer Machbarkeitsprüfung detailliert analysiert und auf Grund nicht zu erreichender Wirtschaftlichkeit verworfen.
- Zwischenzeitlich, 10 Jahre später, ist Chur energetisch ausgebaut und erschlossen. Für Hochtemperaturwärme existiert heute in Chur West und auch in Zukunft in Chur kein adäquates Kundenpotential mehr.

Die Auflage des ANU an City West Chur, sich an die Fernwärmeversorgung (Fernwärme aus erneuerbarer Energie oder Abwärme), falls realisiert, anzuschliessen, respektive falls nicht realisiert, eine CO₂-neutrale Wärmeerzeugung mittels z.B. Grundwasserpumpen vorzusehen, ist vollumfänglich erfüllt. City West wird in zwei Etappen bis Ende 2026 vollständig durch das IBC-Anergie-Netz Chur West versorgt werden. Das entsprechende Energiekonzept ist durch die IBC im Jahr 2017/18 entwickelt und die Energie Contractingverträge durch die Eigentümerschaft und IBC im 2019 unterzeichnet worden (Diese Versorgung entspricht auch dem Arealplan 2000-Watt Chur West; welcher durch den WWF ausdrücklich gelobt wurde; SO vom 25. August 2016). Der Stadtrat sieht grundsätzlich die ökologische Sinnhaftigkeit, jedoch nicht die ökonomische und möchte diesen Ausbau nicht fördern. Aus Sicht des Stadtrates hat der Bau eines Anergienetzes in der Stadt durch die IBC wie im vorliegenden Botschaft beschrieben Vorrang. Aus diesem Grund soll der Auftrag als erledigt abgeschrieben werden.

Exkurs Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in Heizzentralen für die Wärme- und Stromversorgung

Für die Bereitstellung der Wärme sowie den Betrieb von thermischen Netzen wird auch Elektrizität benötigt. In den Quartier-Heizzentralen werden sowohl Wärmepumpen wie auch Wärme-Kraft- Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen) eingesetzt.

Wobei der Stromverbrauch von technisch effizienten Gross-Wärmepumpen in Quartierzentralen geringer und somit die Wärmepumpen in Energiezentralen energieeffizienter sind, als die Kumulation des Stromverbrauchs für alle einzelnen Wärmepumpe bei den Kundenobjekten. Dies heisst, dass die Bereitstellung von Wärme via Wärmenetze benötigt weniger Winterstrom als wenn bei jedem einzelnen Objekt die Wärme eigenständig mit Wärmepumpen aufbereitet wird.



Mit dem geplanten Einsatz von WKK- Anlagen in Quartier-Energiezentralen wird neben Wärme auch Strom produziert. WKK-Anlagen werden mit Holz, Biogas oder erneuerbarem Gas betrieben und wandeln diese Energie in Strom und Wärme um.

Im Winter, wenn hauptsächlich viel Wärme für die Versorgung der Kunden benötigt wird, produzieren die WKK-Anlagen auch gleichzeitig zur Wärme entsprechend viel "Winterstrom" und tragen dementsprechend auch zur Minderung der Winterstromlücke.

Der Rückgang im Gasenergieabsatz wird mit dem vermehrten Einsatz von WKK-Anlagen behoben. Diese Quartierzentralen liefern wertvollen Winterstrom und erhöhen die Versorgungssicherheit der Stadt Chur. Der forcierte Ausbau des Geschäftsfelds Wärme und die lokale Stromproduktion in Quartierzentralen mittels Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen resultiert in einem Zuwachs der Erträge von rund 30 % (Fr. +13 Mio.).

4. Investitions- und Finanzierungskonzepte inkl. Variantenvergleich

Das Investitionsvolumen für den Bau eines Wärme- bzw. Kältenetzes in der Stadt Chur beträgt gemäss der skizzierten Planung der IBC über Fr. 300 Mio. In den ersten 14 Jahren sollen in diesen Netzausbau über Fr. 265 Mio. investiert werden. Die Finanzierung kann nicht eigenständig durch die erwirtschafteten Mittel der IBC realisiert werden. Der Einbezug von Banken, weiteren Kreditinstituten, allfälligem Beitrag des Kantons/Bunds und der Stadt Chur sind notwendig, um diese Investitionen realisieren zu können.

Der Stadtrat sieht den dringenden Bedarf und die Notwendigkeit die IBC im Vorhaben betreffend Klimaziel Netto-Null 2050 zu unterstützen, wobei die Strategie der IBC diese Realisierung bis 2040 vorgibt. Aus diesem Grund hat sich der Stadtrat mit folgenden Fragestellungen auseinandergesetzt:

Wie kann die Stadt einen Beitrag zur Erreichung des Netto-Null Zieles 2050 leisten? Wie hoch kann der allfällige Beitrag sein? In welcher Form soll der Beitrag erfolgen? Welche Risiken sind für die Stadt tragbar? Welche Risiken sind auch für die IBC tragbar als selbständige öffentlich-rechtliche Anstalt der Stadt?

Aus Sicht des Stadtrates sind verschiedene Optionen zur Finanzierung denkbar, hierbei stehen die Varianten Bürgschaft, Dotationskapitalerhöhung, Darlehen, a-fonds-perdu Beitrag, Verzicht auf die Dividendenausschüttung, oder der Kauf von Sachwerten der IBC im Vordergrund. Auch Mischformen der einzelnen Varianten wären denkbar und sollen aufgearbeitet werden.

Im Folgenden wird auch auf den Businessplan und dessen Investitionsvolumen eingegangen sowie die Auswirkungen der einzelnen Varianten auf die Stadt abgearbeitet.



4.1 Eigentümerstruktur und bisherige Finanzierung durch die Stadt

Die Stadt Chur weist in der Jahresrechnung 2021 einen Beteiligungswert der IBC von Fr. 61 Mio. im Verwaltungsvermögen aus. Dies entspricht dem Dotationskapital der IBC, welches bei der damaligen Ausgliederung im Jahr 2006 durch die Übertragung von Anlagevermögen von der Stadt an die IBC mitgegeben wurde. Die Stadt Chur ist alleinige Eigentümerin der IBC und hält hundert Prozent der Anteile. Neben der Übertragung von Anlagevermögen erhielt die IBC auch ein Darlehen im Verwaltungsvermögen in der Höhe von Fr. 29 Mio., welches im Jahr 2021 mit einem Zinssatz von 0.6 % bis 2031 verlängert wurde sowie ein Kontokorrent mit einer Kreditlimite von Fr. 28 Mio. (aktuell Stand August 2022 Fr. 22 Mio., Verzinsung 2 %).

Aufgrund der neuen Finanzierungsstrategie ist eine Überführung der heutigen Schuld im Kontokorrent in das neue Finanzierungsmodell abzuarbeiten. Der Bestimmungszweck und die Höhe der Limite des Kontokorrents ist neu zu beurteilen und gegebenenfalls zu definieren. Aufgrund des hohen Investitionsvolumens und Liquiditätsbedarfs ist eine Reduktion der Limite des Kontokorrents nicht zielführend und soll beibehalten werden.

Gemäss Art. 35 des IBC-Gesetzes (RB 811) darf die Stadt Chur der IBC Darlehen gewähren mit einer marktgerechten Verzinsung, welche durch den Stadtrat definiert wird. Die Vergabe weiterer Darlehen selbst, aber auch Bürgschaften oder eine Dotationskapitalerhöhung unterliegen den Finanzkompetenzen gemäss Stadtverfassung und haben der entsprechenden Entscheidungskompetenz zur Genehmigung vorgelegt zu werden.

4.2 Investitionsvolumen und Businessplan

Der Businessplan der IBC geht von einem Initial-Investitionsvolumen bis zum Jahr 2050 von über Fr. 314 Mio. (ab 2023) aus. Das grosse Investitionsvolumen seitens der IBC fällt bis zum Jahr 2035 an, anschliessend sind kleinere jährliche (Ersatz-) Investitionen ins Wärme- und Kältenetz geplant (Abb. 23)

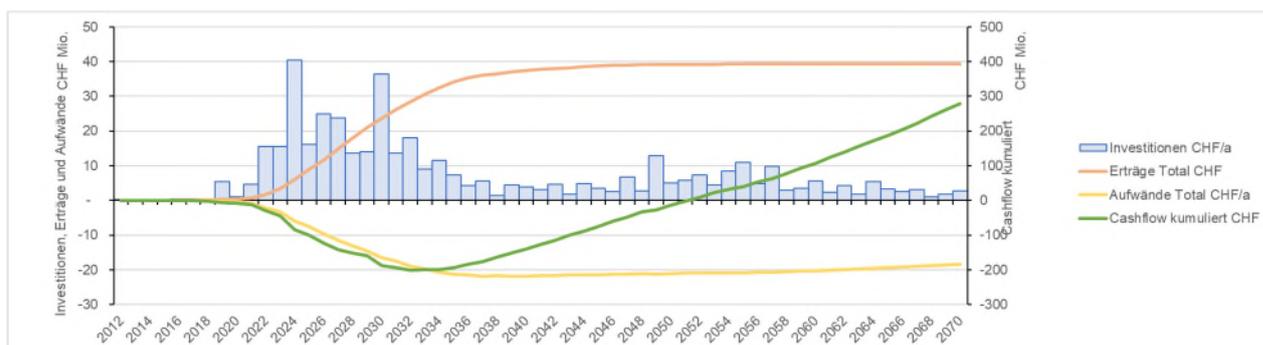


Abb. 23: Cashflowentwicklung und Investitionen des Businessplans



Die Abbildung zeigt, dass erst ab 2050 ein positiver kumulierter Cashflow erzielt wird und die Investitionen in die Wärme- und Kältenetze ein langfristiges Engagement darstellen. Die hohen Anfangsinvestitionen sichern einen schnellen Eintritt in den Markt, so dass die Kunden nicht auf andere Wärmequellen ausweichen.

Auf der Ertragsseite weist der Businessplan (Wärme- und Kältenetze) steigende Gewinne bei der Wärme auf, welche ab 2035 rund Fr. 7 - 8 Mio. betragen. Geplant ist, dass ab 2035 die IBC mit der Amortisation des aufgenommenen Fremdkapitals für die Investitionen im Wärmebereich beginnen wird. Der Cashflow für Wärme und Anergie wird ab 2033 und der kumulierte Cashflow ab 2052 positiv. Das Fremdkapital soll bis 2050 zurückbezahlt sein.

Die IBC hat der Stadt verschiedene Szenarien vorgelegt, welche unterschiedliche Beiträge oder Beitragsvarianten seitens der Stadt aufzeigen. Die Finanzierung dieses ambitionierten Projekts von über Fr. 314 Mio. wurde mit folgenden planmässigen Parametern von der IBC hinterlegt:

- Fr. 160 Mio. durch Finanzinstitute
- Fr. 56 Mio. durch Kanton / Bund
- Fr. 60 Mio. durch die Stadt Chur
- Fr. 38 Mio. durch die IBC
- Verzinsung für die aufgenommenen Kredite 3 %
- Aktionsplan Green Deal

Für die Analyse und die Vergleiche wird von einem Betrag von Fr. 60 Mio. seitens der Stadt Chur ausgegangen. Der Förderbeitrag des Kantons / Bunds kann als gegeben betrachtet werden. Noch nicht enthalten sind allfällige Mittel aus dem Topf 'Aktionsplan Green Deal', hier bedarf es noch weiterer politischer Bemühungen, um zusätzlich Fördermittel realisieren zu können. Weiter wird aufgrund der Vereinfachung grundsätzlich von einer Fremdfinanzierung von Fr. 160 Mio. durch Finanzinstitute ausgegangen, wovon bereits Fr. 150 Mio. offeriert wurden.

Nebeneffekt auf die Investitionsrechnung der Stadt Chur

Das Investitionsvolumen der IBC löst auf Seiten der Stadt neben einer möglichen finanziellen Unterstützung (Varianten werden im Punkt 4.3 aufgeführt) auch noch direkte zusätzliche Investitionen in der Strassenrechnung der Stadt aus. Dies um Synergien zu nutzen und eine Strasse nicht zweimal innerhalb einiger Jahre öffnen zu müssen. Ge-



mässig Planung wird von zusätzlichen rund Fr. 4.6 Mio. p.a. in den Gross- und Sockelprojekten ausgegangen, welche im gesprochenen Plafond zu berücksichtigen sind.

4.3 Mögliche Varianten von Finanzierungskonzepten

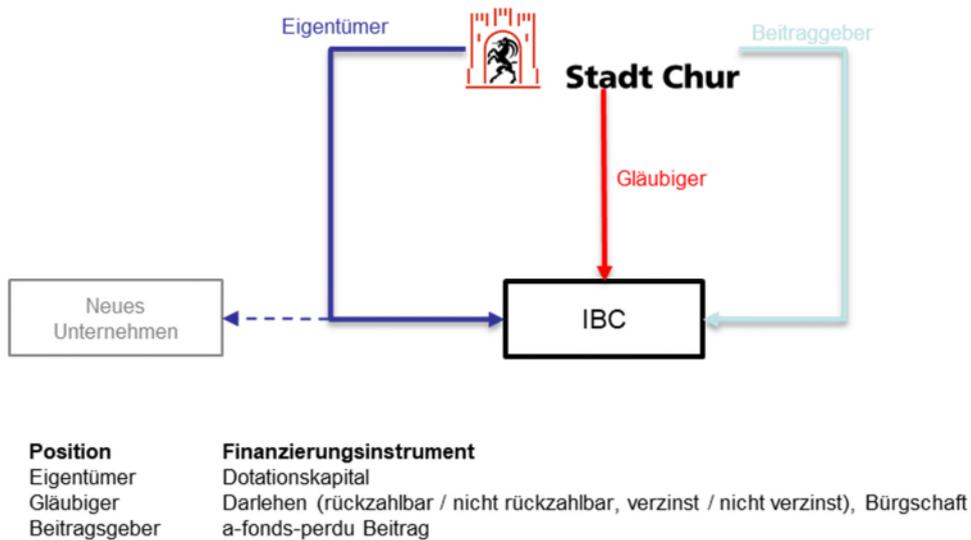
Die Stadt Chur weist einen gesunden und intakten Finanzhaushalt auf (Basis Jahresrechnung 2021 und IDEAP Statistik Bund). Die Mehrjahresplanung zeigt einen hohen Mittelbedarf für die stadteigenen Investitionen auf, was auch ohne einen Beitrag an die IBC zu einer höheren Verschuldung und tieferen EK-Quote führen wird.

Daher ist eine Analyse und Überprüfung der möglichen Finanzierungsvarianten zuhanden der IBC und deren Auswirkungen und Risiken auf den Finanzhaushalt der Stadt zu prüfen.

Der Stadtrat erachtet es als wichtig, dass neben der Stadt noch weitere Institute zur Finanzierung angefragt werden. Die IBC ist eine selbständige öffentlich-rechtliche Anstalt und hat daher das Risiko und die Finanzierung eigenständig zu sichern. Die IBC ist ein gesundes Unternehmen mit einer Eigenkapitalquote von über 55 % basierend auf der Jahresrechnung 2021.

Je nach gewählter Variante belastet die Finanzierung auch den Haushalt der Stadt. Daher ist abzuwägen, welche Variante aus Sicht des Risikos und der Tragbarkeit für die Stadt sinnvoll ist. Hierfür wird der Einfluss der Variante auf die Liquidität, Erfolgsrechnung, Investitionsrechnung sowie EK-Quote analysiert sowie auch das Risiko sowohl für die Stadt als auch die IBC abgeschätzt.

Für die Analyse wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Stadt mit Fr. 60 Mio. und Dritte mit Fr. 160 Mio. an den Investitionsbedarf der IBC beitragen. Die Stadt kann in folgenden Positionen auftreten:



Die Stadt als Eigentümerin kann neue Unternehmen gründen und sich beteiligen oder sie erhöht ihr Dotationskapital bei der IBC. Als Gläubigerin gibt die Stadt der IBC ein Darlehen oder bürgt für diese. Bei Darlehen ist zu klären, wie die Verzinsung und Rückzahlbarkeit ausgestaltet wird. Spricht die Stadt einen a-fonds-perdu Beitrag, ist sie Beitragsgeberin.

Ohne ein Zutun der Stadt wird kein Finanzinstitut der IBC weitere Kredite im Zusammenhang mit dem Wärmeumbau gewähren. Daher ist es essentiell, dass sich die Stadt für diesen Um- und Ausbau ausspricht.

4.3.1 Variante 1: Finanzierung Fr. 220 Mio. durch externe Finanzinstitute und eine ergänzende Bürgschaft seitens der Stadt

Die Bürgschaft ist ein Kreditsicherungsmittel, bei welchem sich ein Bürge mittels Bürgschaftsvertrag verpflichtet, gegenüber dem Gläubiger des Hauptschuldners für die Erfüllung der Schuld einzustehen (Art. 492 ff. OR). Der Bürge muss je nach Bürgschaftsart (z.B. einfache oder solidarische) bis maximal zum vereinbarten Höchsthaftungsbetrag die Schulden des Hauptschuldners bezahlen. Dem Bürgen steht ein Rückgriffsrecht auf den Schuldner in demselben Masse zu, als er den Gläubiger befriedigt hat.

Bei der Bürgschaft handelt es sich um eine Eventualverpflichtung, welche gemäss Art. 13 Abs. 3 FHG und Art. 25 Abs. 2 FHVG im Gewährleistungsspiegel im Anhang der Jahresrechnung zu erfassen ist. Da es sich um eine Verpflichtung der Stadt zugunsten Dritter handelt, die vom Eintreten bestimmter Voraussetzungen abhängt, wird dies kreditrechtlich als Ausgabe angesehen. Sie bedarf deshalb einer Ausgabenbewilligung durch die zuständige Instanz. Gemäss dem Anhang zur Übersicht Finanzkompetenzen in der Stadtverfassung (RB 111) unterliegen Bürgschaften ab Fr. 3 Mio. dem obligatorischen



Referendum. Erst zum Zeitpunkt eines allfälligen Mittelabflusses erfolgt die erfolgswirksame Verbuchung.

Die Bürgschaft hat somit keinen Einfluss auf die Liquidität, die Erfolgsrechnung, die Investitionsrechnung oder die EK-Quote seitens der Stadt. Sie wird in der Jahresrechnung bei den Eventualverpflichtungen ausgewiesen. Die Höhe der Bürgschaft ist noch zu klären. Der Stadtrat sieht davon ab, sich für die gesamten Fr. 220 Mio. verbürgen zu wollen, da dies ein beachtliches Risiko darstellt.

Einfluss/Auswirkung	Stadt	IBC
Liquidität	neutral/negativ	
Erfolgsrechnung	neutral/negativ	
Investitionsrechnung	neutral	
EK-Quote	neutral/negativ	negativ
Risiko	hoch	gering

Aus Sicht des Stadtrates erscheint diese Variante auf den ersten Blick als ausgezeichnet und mit geringen Einfluss auf den Haushalt der Stadt. Jedoch sind die finanziellen Konsequenzen bei der Einforderung der Schuld durch den Gläubiger einschneidend für die Stadt. Die Jahresrechnung der Stadt Chur könnte gemäss Businessplan bis zu Fr. 6.0 Mio./p.a. Zinskosten (je nach Zinssatz) sowie einer jährlichen Amortisation von über Fr. 10 Mio. ab 2035 belastet werden. Auch betreffend Stärkung der IBC ist von dieser Variante abzusehen, da dies einen sehr negativen Einfluss auf die EK-Quote (Tiefstwert 40 %) der IBC hat und eine Dividendenausschüttung wäre erst nach 2036 wieder möglich (unter der aktuell gültigen Eigentümerstrategie).

4.3.2 Variante 2: Finanzierung Fr. 160 Mio. durch externe Finanzinstitute und Erhöhung des Dotationskapitals um Fr. 60 Mio. durch die Stadt

Eine Stärkung der IBC kann mit einer Dotationskapitalerhöhung von Fr. 60 Mio. durch die Stadt gesichert werden. Dies entspricht nahezu einer Verdoppelung des Dotationskapitals, welches heute Fr. 61 Mio. beträgt. Per 31. Dezember 2021 wies die IBC ein Eigenkapital von Fr. 173 Mio. mit nachfolgender Struktur aus:

Total Fremdkapital	141'867	45.0%
Eigenkapital	173'383	55.0%
Dotationskapital	61'000	
Allgemeine Reserve	39'777	
Neubewertungsreserve	62'000	
Bilanzgewinn	10'606	
Total Passiven	315'250	100.0%



Gemäss dem Businessplan wird das Dotationskapital über zwölf Jahre mit Fr. 5 Mio. jährlich erhöht.

Das Dotationskapital der IBC wird bei den Beteiligungen im Verwaltungsvermögen in der Bilanz ausgewiesen. Alle Zugänge des Verwaltungsvermögens haben über die Investitionsrechnung zu erfolgen. Somit würde dies einen Einfluss auf die Investitionsrechnung bzw. auch den vom Gemeinderat vorgegebenen Investitionsplafonds von Fr. 540 Mio. haben. Eine Dotationskapitalerhöhung der IBC war bei der Erarbeitung des Plafonds (2018/2019) kein Thema und würde über 11 % stadteigene Investitionen blockieren. Der Stadtrat hat bei der Überarbeitung der Mehrjahresplanung der eigenen Investitionen diese Thematik behandelt und wird dem Gemeinderat in der Botschaft zur Überarbeitung der Mehrjahresplanung der Investitionen eine mögliche Lösungsvariante unterbreiten.

Eine Erhöhung des Dotationskapitals bedeutet für die Stadt, dass die Liquidität hierfür teilweise durch die Aufnahme von Fremdkapital zu finanzieren sein wird, da die Stadt die entsprechende Liquidität nicht vollständig besitzt. Auf der anderen Seite erhält die Stadt eine Gewinnablieferung aus der Verzinsung durch das Dotationskapital und eine Dividendenausschüttung. Obschon die Dividendenausschüttung über einige Jahre wegfällt, erhält die Stadt rund Fr. 2.7 Mio. bis Fr. 8.3 Mio. in den Jahren der Dotationskapitalfinanzierung (2023-2034) als Gewinnausschüttung. Die Dividendenausschüttung über diesen Zeitraum beträgt Fr. 19 Mio. und könnte zur Finanzierung der Dotationskapitalerhöhung verwendet werden. Würde die Verzinsung auch berücksichtigt könnten die Fr. 60 Mio. finanziert werden. Die Dotationskapitalverzinsung steigt aufgrund des steigenden Dotationskapitals von heute Fr. 2.3 Mio. auf Fr. 4.6 Mio. (mit dem kalkulatorischen Zinssatz WACC für das Stromnetz und hat risiko- und marktgerecht zu sein).

Der Zugang der Erhöhung des Dotationskapitals erfolgt über die Investitionsrechnung, welche anschliessend über die Passivierung in die Bilanz ins Verwaltungsvermögen verbucht wird, jedoch keine jährlichen Abschreibungen zur Folge hat. Die Bilanz wird sowohl auf der Aktiv- als auch Passivseite erhöht und führt zu einer Reduktion der EK-Quote, da Fremdkapital aufgenommen wird. Jedoch verzeichnet die Stadt einen höheren Dotationszinsinsertrag.

<u>Einfluss/Auswirkung</u>	<u>Stadt</u>	<u>IBC</u>
Liquidität	neutral	positiv
Erfolgsrechnung	neutral/positiv	neutral/negativ
Investitionsrechnung	negativ/neutral	neutral/neutral
EK-Quote	negativ	positiv
Risiko	gering	gering



Für die IBC ist die Stärkung des Eigenkapitals von Vorteil und aus dem Businessplan wird ersichtlich, dass sich die EK-Quote gar auf über 80 % verbessern kann mit FK von Fr. 80 Mio. und EK von Fr. 349 Mio. ab 2047. Die Verzinsung des Dotationskapitals würde erhöht da das Dotationskapital steigt, was für die IBC nachteilig ist, für die Stadt jedoch von Vorteil.

Aus Sicht der Stadt wäre ab diesem Zeitpunkt eine Rückzahlung eines Teilbetrages des Dotationskapitals sinnvoll, da eine EK-Quote von über 80 % (ca. 2047) nicht der Finanzierungsstruktur eines Energieversorgers entspricht und so auch die Stadt bzw. deren Ergebnis entlastet werden könnte.

4.3.3 Variante 3: Finanzierung Fr. 160 Mio. durch externe Finanzinstitute und Darlehen Fr. 60 Mio. durch die Stadt

Anstelle einer Dotationskapitalerhöhung kann die Stadt auch ein Darlehen in derselben Höhe von Fr. 60 Mio. an die IBC abgeben. Das Darlehen weist nahezu die gleichen Effekte wie die Dotationskapitalerhöhung auf. Ein Darlehen ist jedoch über eine bestimmte Laufzeit befristet, im Normalfall rückzahlbar und erfolgt mit einer marktgerechten Verzinsung. Eine Rückzahlung würde voraussichtlich frühestens 2035 bzw. 2040 in Tranchen erfolgen, was einem eher langen Zeithorizont entspricht und grundsätzlich eher nach Bedingung des Fremdkapitaldarlehens (Amortisation und Zinszahlungen).

Die aktuelle Zinsentwicklung hat innerhalb des letzten halben Jahres massive Veränderungen aufgrund des Krieges und der steigenden Inflation erfahren. Wie die Entwicklung weitergehen wird, ist kaum abzuschätzen und ein marktgerechter Zinssatz schwierig zu definieren. Aufgrund der Vergangenheit sollte mit einem durchschnittlichen Zinssatz von 3 % gerechnet werden. Dies wurde auch dem Businessplan unterlegt.

Hinsichtlich der Zuweisung des Darlehens zum Finanzvermögen oder Verwaltungsvermögen ist auszuführen, dass die Stadt einen Teil dieser Mittel auch zu beschaffen hat, um die Liquidität gewährleisten zu können. Ein Darlehen im Finanzvermögen würde den durch den Gemeinderat vorgegebenen Investitionsrechnungs-Plafonds nicht beeinträchtigen und so die Investitionstätigkeit nicht einschränken.

Dieses Darlehen ist nicht als Anlage anzusehen. Grundsätzlich werden Gemeindedarlehen im Verwaltungsvermögen geführt. Bei überjährigen Darlehen tritt die Stadt als Investorin auf und dies verbindet sie mit dem Darlehensnehmer im Sinne eines gemeinsamen Interesses zur Erfüllung des Unternehmensziels. Rückt dieses Unternehmensziel in den Vordergrund, ist das Darlehen im Verwaltungsvermögen zu führen. Weitere Argumente, dass dieses Darlehen im Verwaltungsvermögen zu führen ist, sind, dass bereits ein Dar-



lehen im Verwaltungsvermögen besteht, dass das neue Darlehen zu einem späten Zeitpunkt durch die IBC refinanziert wird und dass die IBC einen stadtnahen Betrieb darstellt. Ein weiteres Indiz stellt auch die Verzinsung dar, welche allenfalls auf dem Zins der Stadt plus Marge definiert werden könnte, was nicht marktkonform wäre.

Einfluss/Auswirkung	Stadt	IBC
Liquidität	neutral	positiv
Erfolgsrechnung	neutral/negativ	neutral
Investitionsrechnung	negativ/positiv	neutral
EK-Quote	negativ	negativ
Risiko	mittel	gering

Basierend auf der Rückzahlbarkeit eines Darlehens wäre die Stadt in der Lage, auch ihren Verpflichtungen nachzukommen. Vorausgehend ist jedoch eine zusätzliche Verschuldung notwendig, um dieses Darlehen auszahlen zu können. Insgesamt würde die Verpflichtung der IBC gegenüber der Stadt von Fr. 29 Mio. auf Fr. 89 Mio. wachsen, was zu einer Verschlechterung der EK-Quote bei der IBC führt und somit einen negativen Einfluss auf die Dividendenausschüttung haben wird.

Exkurs Rating: Diese Variante kann einen nachteiligen Effekt auf die Ratings der Stadt oder der IBC haben, was zu schlechteren Zinskonditionen von Finanzinstituten oder Fremdkapitalgebern führen könnte.

4.3.4 Variante 4: Finanzierung durch externe Finanzinstitute, Verzicht der Gewinnausschüttung sowie Einbringung von Darlehen der Stadt

Diese Option beinhaltet den Verzicht der Ausschüttung der Dividende und der Verzinsung des Dotationskapitals. Gemäss Art. 37 IBC Gesetz (RB 811) erfolgt die Gewinnablieferung an die Eigentümerin in Form einer Dividende (Anteil am Bilanzgewinn). Gemäss der Ausschüttungspolitik (Punkt 2.3.3.3 Eigentümerstrategie) erfolgt eine Gewinnablieferung an die Stadt unter folgenden Bedingungen:

- Eigenkapitalquote 60 % und mehr: Dividende $\frac{2}{3}$ des verteilbaren Bilanzgewinns
- Eigenkapitalquote von 50 % bis 59.9 %: Dividende $\frac{1}{2}$ des verteilbaren Bilanzgewinns
- Eigenkapitalquote unter 50 %: keine Dividende, in diesem Fall drängen sich neue Massnahmen zur Eigenkapitalverstärkung auf

Die IBC geht davon aus, dass bei einem Verzicht der Gewinnausschüttung rund Fr. 60 Mio. mehr Liquidität in der IBC verbleibt (Zeitraum ca. 10 Jahre). Die jährliche Verzinsung des Dotationskapitals beläuft sich auf Fr. 2.3 Mio. Jedoch weist das Modell auch darauf hin, dass die Eigenkapitalquote ohne Darlehen oder Dotationskapitalerhöhung unter



50 % fallen wird und somit keine Dividende anfallen würde (Zeitraum 10 Jahre). Somit wäre einzig der Verzicht der Verzinsung des Dotationskapitals ein effektiver Beitrag zur Finanzierung des Wärmenetzbaus. Mit einem solchen Verzicht würden der Stadt Fr. 23.4 Mio. an Ertrag entgehen. Hingegen der IBC würde dies für die notwendigen Investitionen verwendet werden können.

Ohne weitere Unterstützung seitens der Stadt oder noch längeren Verzichts auf eine Gewinnausschüttung kann der notwendige Kapitalbedarf nicht gedeckt werden. Eine Aufhebung der Gewinnausschüttung von mehr als 10 Jahren ist abzusehen.

Auf Seiten der IBC würde diese Variante in den Jahren mit hohem Investitionsbedarf herausfordernd, da bereits ohne Dividendenausschüttung gerechnet wurde und somit nur eine geringe, zusätzliche Liquidität generiert werden könnte. Dies könnte zu einer höheren Fremdfinanzierung führen.

<u>Einfluss/Auswirkung</u>	<u>Stadt</u>	<u>IBC</u>
Liquidität	negativ	positiv
Erfolgsrechnung	negativ	positiv
Investitionsrechnung	neutral	neutral
EK-Quote	neutral	positiv
Risiko	mittel	gering

Auch aus Sicht der Stadt wäre dies problematisch, da dies ein Verzicht auf Ertrag wäre und die Jahresrechnung nicht im bisherigen Umfang entlastet. Weiter würde dies nicht der Strategie des Stadtrates betreffend IBC entsprechen. Die Gewinnausschüttung, welche der Stadt Liquidität bringt, wird bei den Varianten Darlehen und Dotationskapitalerhöhung dafür verwendet, um diese zu finanzieren und somit wieder an die IBC zurückgeführt. Daher stellt sich die Frage, ob diese Variante der IBC die gewünschte Liquidität bzw. den gewünschten Effekt bringen würde, insbesondere zu Beginn.

4.3.5 Variante 5: A-fonds-perdu Beitrag in der Höhe von Fr. 60 Mio.

Ein a-fonds-perdu Beitrag von rund Fr. 60 Mio., verteilt über mehrere Jahre, wäre auch eine Option, die IBC zu finanzieren. Der Stadtrat nimmt jedoch bewusst Abstand von dieser Option, da basierend auf der heutigen Gesetzgebung die Auswirkung bei der Stadt gravierend wäre. Ein Investitionsbeitrag wird über die Investitionsrechnung verbucht, aktiviert und über die entsprechende Nutzungsdauer abgeschrieben. Der Investitionsplafonds würde überschritten und ein negativer Einfluss bei der EK-Quote würde eintreten. Im Vergleich zu den anderen Varianten entfällt hier die Verzinsung bzw. Rückzahlung und die Erfolgsrechnung der Stadt würde mit höheren Abschreibungen belastet. Allenfalls würde dafür eine Dividendenausschüttung an die Stadt früher und höher ausfallen.



<u>Einfluss/Auswirkung</u>	<u>Stadt</u>	<u>IBC</u>
Liquidität	negativ	positiv
Erfolgsrechnung	negativ	positiv
Investitionsrechnung	negativ	positiv
EK-Quote	negativ	positiv
Risiko	mittel	gering

Für die IBC wäre dies die beste Variante, da sie einen Beitrag erhalten würde ohne eine Verpflichtung eingehen zu müssen.

Ein a-fonds-perdu Beitrag ist eine Ausgabe und unterliegt der Ausgabenkompetenz betreffend einmalige neue Ausgabe gemäss Art. 11 Stadtverfassung (RB 111).

4.3.6 Variante 6: Gründung eines Unternehmens

Die Gründung eines neuen Unternehmens, in verschiedenster Form, könnte die Stadt von ihren Bürden entlasten, jedoch bedarf jedes gegründete Unternehmen auch Dotationskapital und Absicherungen, um eine Finanzierung zu erhalten und weitergeben zu können. Nachfolgend werden verschiedene Modelle beschrieben.

Gründung einer neuen AG ohne Beteiligung der Stadt

Diese Variante hätte den geringsten Einfluss auf den Finanzhaushalt der Stadt. Jedoch würde die Stadt auch ihren Einfluss in der Thematik der Wärme- und Kältenetze bzw. der Umsetzung und Realisierung des Netto-Null Klimaziels 2050 aus der Hand geben. Zudem würden der Stadt sämtliche Cashflows der zukünftigen Gewinne entgehen.

Ohne geeignete Investoren wird diese Variante nicht realisierbar sein. Die Frage ist zu stellen, ob Investoren zu finden sind, welche eine Investition von solch langer Dauer machen wollen und den ROI erst in 15-20 Jahren erhalten?

Finanzinfra AG

Eine Finanzinfra AG wird im Normalfall gegründet, wenn mehrere Parteien sowohl öffentliche als auch private in eine risikobehaftete Infrastruktur zu investieren wünschen und eine Risikoabsicherung anstreben. Als Beispiel kann die Finanz Infra AG Laax zur Finanzierung der Schneekanonen herangezogen werden. Jedoch ist in dieser Variante eine Beteiligung seitens der Stadt in der Form von Dotationskapital und allenfalls einem Darlehen notwendig und würde ähnliche Auswirkungen wie bei einem direkten Beitrag an die IBC aufweisen.



Public Private Partnership Modell

Als Public Private Partnership (PPP, "öffentlich-private Partnerschaft") wird eine Kooperation der öffentlichen Hand mit der privaten Wirtschaft bezeichnet. Dies ist eine Alternative zu traditionell allein staatlich verantworteten und erbrachten öffentlichen Leistungen. Grundsätzlich ist diese Entflechtung bereits gegeben, da die IBC als selbständige öffentlich-rechtliche Anstalt aufgesetzt wurde und hoheitliche Dienstleistungen ausübt.

Gründung einer Holding

Eine Holding ist ein Unternehmen, AG oder GmbH, das für den Zweck des Erwerbs und der Verwaltung von Beteiligungen (mehrere) gegründet wurde und selber keine eigene Geschäftstätigkeit ausübt.

Der Nutzen eines weiteren Unternehmens ist marginal, da auch dieses mit den notwendigen Mitteln ausgestattet werden müsste, um Finanzierungen zu erhalten und diese gegebenenfalls an die IBC weiterzugeben. Somit wäre die Analyse betreffend Auswirkung gemäss den Ausführungen bei den vorherigen Varianten. Zusätzlich kämen die Themen Eigentümerstrategie, Verwaltungsrat sowie die Konzessionsthematik auf.

Ausser, wenn es einen Marktplayer geben würde, welcher in dieser Branche gefestigt ist und Wachstums- bzw. Diversifikationsbestrebungen bzw. Erhöhung des Marktanteiles anstrebt, könnte die Gründung eines neuen Unternehmens zielführend sein. Inwiefern die Stadt einen weiteren Akteur bzw. Partner und Abstimmungsbedarf bzgl. Bau möchte, ist zu klären.

Für den Stadtrat stellt dies keine Option dar und soll daher nicht weiterverfolgt werden.

4.3.7 Variante 7: Finanzierung Fr. 160 Mio. durch externe Finanzinstitute und Mischform Darlehen und Dotationskapitalerhöhung von insgesamt Fr. 60 Mio. durch die Stadt

Aufgrund der Analyse der verschiedenen Varianten kristallisierte sich schnell heraus, dass auch eine Mischform möglich und sinnvoll ist. Die Verteilung von Fr. 60 Mio. auf Dotationskapitalerhöhung oder Darlehen stellt eine valable Option dar. Weiter könnte in einer Mischform auch noch die Thematik einer teilweisen Bürgschaft betrachtet werden, da deren Auswirkungen und Risiken minim sind.

Umso mehr Dotationskapital im Verhältnis zum Darlehen gesprochen wird, desto schneller kann wieder eine Dividendenausschüttung an die Stadt stattfinden. Jedoch ist bei einem geringeren Darlehen, eine kleinere Amortisation zuhanden der Stadt möglich.

Nachfolgend wurde von einem Split von Fr. 39 Mio. Dotationskapitalerhöhung und Fr. 21 Mio. Darlehen mit einer Rückzahlbarkeit ab 2035 von Fr. 1.4 Mio. (Amortisationsdauer 15



Jahre) ausgegangen. Das Dotationskapital würde sich auf Fr. 100 Mio. erhöhen und eine Dividendenausschüttung wäre ab 2033 möglich. Die EK-Quote würde sich bis 2050 auf über 84 % erhöhen. Aufgrund der Splittung und der Rückzahlung des Darlehens ist dies eine gute Option für die Stadt.

<u>Einfluss/Auswirkung</u>	<u>Stadt</u>	<u>IBC</u>
Liquidität	negativ	positiv
Erfolgsrechnung	neutral/positiv	positiv
Investitionsrechnung	negativ	neutral
EK-Quote	negativ	positiv
Risiko	mittel	gering

+ positiv, 0 neutral, - negativ

Exkurs Refinanzierung

Diese Form von Beitrag könnte nur in Betracht gezogen werden, wenn eine entsprechende Gegenfinanzierung vorhanden wäre, in Form z.B.:

- 'Energiefonds' im Eigenkapital
- Erhöhung des Konzessionsrappens und Rückführung an die IBC
- Erhöhung des Steuerfusses

Die Einrichtung eines 'Energiefonds' seitens der Stadt war schon mehrfach ein Thema im Gemeinderat, zuletzt am 9. März 2017. Damals wurde der Art. 38 im IBC-Gesetz aufgehoben. Aktuell ist keine gesetzliche Grundlage zur Erhebung und Speisung eines Fonds vorhanden. Sollte der Gemeinderat aus heutiger Sicht die Schaffung eines Energiefonds befürworten, müsste dies mit einer separaten Botschaft erarbeitet und abgehandelt werden.

Eine Variante könnte die Erhöhung des Konzessionsrappens bei Erdgas darstellen, welche zur Finanzierung der Investitionen ins Wärmenetz verwendet würde. Aufgrund der Tatsache, dass die Verwendung von Erdgas enorm abnimmt, insbesondere aufgrund von Unsicherheit betreffend Liefersicherheit und des massiv höheren Preises, ist dies keine nachhaltige Lösung.

Die Erhöhung des Steuerfusses ist grundsätzlich das Steuerungsinstrument in der öffentlichen Verwaltung, um Ausgaben decken bzw. einen ausgeglichenen Haushalt sicherstellen zu können. Ein Steuerprozent beträgt rund Fr. 0.9 Mio. Diese Erhöhung würde als Fiskalertrag der Erfolgsrechnung zugutkommen. Im Beispiel des a-fonds-perdu Beitrages an die IBC könnte der Mehrertrag zur Deckung der Abschreibung sowie der Zinskosten (falls ein Darlehen aufzunehmen ist) verwendet werden. Der Fiskalertrag fließt als



Ganzes in die Erfolgsrechnung der Stadt, sollte Ende Jahr ein Ertragsüberschuss erzielt werden, wird dies grundsätzlich dem Eigenkapital gutgeschrieben. Der Steuerfuss wird jährlich im Rahmen des Budgets festgelegt und kann in diesem Sinne nicht befristet fixiert werden.

Der Stadtrat nimmt von einer Erhöhung des Steuerfusses bewusst Abstand, da für eine solche Betrachtung die gesamte, langfristige und finanzielle Situation der Stadt zu berücksichtigen ist, insbesondere auch die Auswirkungen der Mehrjahresplanung und neuen Aufwandspositionen aufgrund von Volksentscheiden.

4.4 Resultat aus der Verhandlung mit den Finanzinstituten

Die IBC mit einer Delegation der Stadt Chur wurden einem Finanzinstitut betreffend der Fremdkapitalfinanzierung vorstellig. In den Gesprächen mit dem Finanzinstitut kristallisierte sich schnell heraus, dass eine Finanzierung nur gemacht werden kann, wenn auch die Stadt Chur mitfinanziert und der IBC mehr Kapital gibt oder eine Bürgschaft bzw. Patronatserklärung spricht.

Das Finanzinstitut wird die IBC und Stadt sowie weitere nahe Betriebe als eine Gegenpartei betrachtet, gemäss Finma-Auflagen. Diese umfasst in der Thematik IBC nicht nur diese, sondern auch die weiteren Beteiligungen und deren Fremdfinanzierung beim entsprechenden Finanzinstitut.

In der Diskussion waren die Themen der Verlässlichkeit, **Tragbarkeit der Investition** und der Haftung wichtige Punkte. Hierbei stand die Frage im Vordergrund, ob die Stadt gewillt ist, die IBC erneut zu unterstützen, sollte sich in Zukunft eine finanzielle Schwierigkeit bei der IBC zeigen. Aus Sicht des Stadtrates handelt es sich bei der IBC um ein systemrelevantes Unternehmen der Stadt, welches einen Versorgungsauftrag zu erfüllen hat und ist daher zwingend zu retten. Ein Rettungspaket hätte erneut dem Souverän zur Abstimmung vorgelegt zu werden, gemäss den aktuell geltenden Kompetenzen.

Exkurs Risiko:

Der Stadtrat erachtet wie oben ausgeführt, die IBC als systemrelevant. In den Bereichen Strom und Wasser ist das Risiko als gering einzuschätzen. Inwiefern die Wärme- und Kälteversorgung tragbar ist, wird nachfolgend abgearbeitet.

Eine wichtige Rolle hierbei spielt der Businessplan, welcher realistisch und solide zu sein hat. Basierend darauf fanden die Berechnungen der IBC, der Stadt sowie auch dem Finanzinstitut statt. Die stetige Nachführung, das Controlling bzw. Monitoring und die Be-



richterstattung hinsichtlich des Businessplans sind weitere wichtige Bestandteile, um diese Veränderung bzw. Investition zielführend zu realisieren zu können.

Die aktuellen Zinsentwicklungen zeigen nach oben und führen zu steigenden Kosten bei Aufnahme von Fremdkapital. Der Businessplan ist mit einem Zinssatz von 3 % hinterlegt. Steigende Kosten aufgrund Lieferengpässen und Materialpreiserhöhungen sind weitere Risikofaktoren, diese könnten gegeben falls zu einer Verzögerung der Bautätigkeit oder höherer Verschuldung führen, damit einhergehend auch weniger Ertrag in der Wärme- und Kälteversorgung. Gemäss der Ausführung der IBC könnte diese Mehrkosten in die Kalkulation an den Endkunden und die Preisgestaltung einberechnet werden und so gedämpft werden.

Fazit

Das Finanzinstitut ist bereit, eine Finanzierungszusage von Fr. 150 Mio. zu geben, sofern die Stadt sich an der Finanzierung mitbeteiligt oder eine Absicherung der Finanzierung spricht. Der variable Bezug im Tranchenmodell und die Amortisation ab 2035 wurden ebenso gutgeheissen, wie auch die alleinige Tragung durch das Finanzinstitut (keine Mehrbankenstrategie mehr). Das wichtigste Steuerungskriterium ist der Eigenfinanzierungsgrad, welcher $\geq 45\%$ zu sein hat. Die Eigentumsverhältnisse sind zu wahren und ein alljährliches Reporting zuhanden der Bank wird verlangt.

4.5 Priorisierung der Varianten

In den vorhergehenden Abschnitten wurden die aktuelle Situation, der Businessplan sowie mögliche Unterstützungsvarianten seitens der Stadt beschrieben. Nun ist eine Gegenüberstellung der Varianten angezeigt, um dem Gemeinderat seitens des Stadtrates einen Vorschlag zu unterbreiten.

Variante	Beschreibung	Finanzierung Stadt in Fr. Mio.	Fremdfinanzierung in Fr. Mio.	Ausschüttung Stadt in Fr. Mio.	Risiko für die Stadt
1	Bürgschaft	-	220	∅	++
2	Dotationskapitalerhöhung	60	160	∅ 10.6	-
3	Darlehen	60	160	∅ 10.1	0
4	Verzicht auf Gewinnausschüttung	-	64 (2023-2032)	∅ 9.7	0
5	A-fonds-perdu Beitrag	60	120	∅ 10.8	-
6	Gründung neues Unternehmen	-	-	-	+
7	Mischform	60	150	∅ 11.4	0/-



Der Betrag der Fremdfinanzierung kann je nach Variante variieren. Zur Vereinfachung der Varianten in der Botschaft wird von Fr. 160 Mio. bzw. Fr. 220 Mio. ausgegangen.

Finanzierungsvarianten

Variante 1 beinhaltet die Bürgschaft der Stadt, deren Höhe im Detail zu klären wäre. Die Bürgschaft hat einen Einfluss auf die Investitionsrechnung und würde aktuell keinen Einfluss auf die Rechnung der Stadt haben. Das Risiko ist hoch, da bei finanziellen Schwierigkeiten dieses Netzausbaus die Stadt einspringen und für das Fremdkapital zu bürgen hat.

Variante 2 zeigt die Auswirkungen, wenn die Fr. 60 Mio. als Dotationskapitalerhöhung an die IBC überführt würden. Aus Sicht der Stadt hat die Erhöhung vollumfänglich über die Investitionsrechnung zu erfolgen und ist mit geringem Risiko ausgestattet. Aus Seitens IBC wäre dies eine sehr gute Option. Jedoch würde die IBC im Anschluss ein sehr hohes Dotationskapital von über Fr. 121 Mio. aufweisen und nach 2047 gar eine EK-Quote von über 80 % was sehr hoch ist.

Die Bereitstellung der Finanzierung durch ein Darlehen von Fr. 60 Mio. wird in der Variante 3 ausgeführt, welches auch über die Investitionsrechnung zu verbuchen wäre. Hierbei ist zu beachten, dass dadurch die EK-Quoten der IBC und der Stadt negativ beeinflusst werden, auch die Finanzratings und die Rückzahlbarkeit zu einem sehr späten Zeitraum erfolgen würde.

Die Variante 4 beinhaltet den Verzicht auf Dividendenausschüttungen, welche den notwendigen Kapitalbedarf der IBC nicht in den entsprechenden bzw. notwendigen Jahren zu decken vermag.

Der a-fonds-perdu Beitrag in Variante 5 würde über die Investitionsrechnung verbucht und über die entsprechenden Jahre als Abschreibung der Erfolgsrechnung der Stadt belastet. Aus Sicht der Stadt ist dies eine sehr belastenden Variante und für die IBC eine sehr gute Variante.

Variante 6 mit der Möglichkeit zur Gründung eines neuen Unternehmens würde lediglich eine Verschiebung der Herausforderungen bewirken, ausser ein Marktplayer würde gefunden, welcher einsteigen möchte.

Die Variante 7 beinhaltet eine Mischform aus Darlehen und Dotationskapitalerhöhung um Fr. 60 Mio. und würde der Investitionsrechnung belastet. Die Vor- und Nachteile der Varianten 2 und 3 könnte geglättet werden.



5. Zusammenfassung und Fazit

Jede der aufgezeigten Varianten bringt Vor- und Nachteile für die Stadt oder die IBC. Grundsätzlich ist zu klären, ob eine Unterstützung der IBC in dieser Thematik angestrebt wird. Dies bejaht der Stadtrat ausdrücklich, denn aktuell ist keine Alternative bekannt, um die Sicherstellung der Belieferung der Einwohner mit Wärme zu garantieren und das Klimaziel Netto-Null 2050 einzuhalten. Aus Sicht der Stadt hat diese Thematik auch mit der Versorgungssicherheit innerhalb der Stadt zu tun.

Somit ist in einem weiteren Schritt zu klären, unter welcher Voraussetzung die Finanzinstitute bereit sind, einen umfangreichen Kredit zu sprechen und welche Sicherheiten dazu notwendig sind.

Und schliesslich hat die Stadt zu klären, wie eine Unterstützung zuhanden der IBC aussehen könnte oder soll. Soll nun eine Bürgschaft oder Liquidität, in welcher Form auch immer, gesprochen werden?

Unter Berücksichtigung des Risikos und auch der notwendigen Ausstattung, um eine Bankfinanzierung zu erhalten, ist die Zuführung mittels Mischform bzw. Dotationskapitalerhöhung und Darlehen primär anzustreben. Für die Stadt ist diese Variante von Vorteil, da diese konstant, überschaubar und ohne falsche Erwartungshaltungen einen sicheren Wert in der Bilanz der Stadt darstellt. Im Weiteren können so die Dividendenausschüttungen auf einem hohen Niveau erhalten bleiben. Mit dieser Variante wird die IBC auch für spätere Herausforderungen gestärkt, da sie eine gesunde EK-Quote vorweisen kann.

Für den Stadtrat ist die Unterstützung der IBC betreffend Bau eines Wärme- und Kältenetzes in der Stadt Chur zwingend, um die Stadt mit 'Energie' versorgen und das Klimaziel Netto-Null 2050 anpeilen zu können. Ohne Zutun der Stadt, wird eine Realisierung für die IBC so nicht möglich sein. Die Investition bzw. der Ausbau ist mit einem betragsmässig hohen Risiko versehen, dies relativiert sich jedoch betreffend Versorgungssicherheit.

6. Weiteres Vorgehen

Basierend auf der angestrebten Lösung soll ein Volksentscheid abgeholt werden. Sind die Einwohner der Stadt bereit, in diesen zukunftsweisenden und nachhaltigen Wärmeumbau zu investieren und ein Risiko mitzutragen.



Wir bitten Sie, sehr geehrter Herr Präsident, sehr geehrte Mitglieder des Gemeinderates, dem Antrag des Stadtrates zuzustimmen.

Chur, 25. Oktober 2022

Namens des Stadtrates

Der Stadtpräsident

Urs Marti

Der Stadtschreiber

Marco Michel

Aktenauflage

- Finanzplan IBC
- Bericht EMPA vom 17. April 2022 zur Wirtschaftlichkeitsberechnung Energieversorgung Chur
- Bericht Sympheny vom 28. März 2022 "Stadt Chur: Optimierung des Energiesystems anhand von drei Szenarien"
- Auftrag Anita Mazzetta und Mitunterzeichnende für die Planung einer Fernwärmeleitung von der Axpo Tegra AG bis Chur