

**CSD INGENIEURE AG**

Alexanderstrasse 16

CH-7000 Chur

+41 81 632 15 00

chur@csd.ch

www.csd.ch

**CSD INGENIEURE**+

VON GRUND AUF DURCHDACHT



# GEVAG und Holcim

Bericht zur Vorstudie Carbon Capture and Storage

Chur, 01.09.2023

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Abscheidung - Technologieübersicht</b> .....	<b>3</b>
3.1	Aminwäsche .....	3
3.2	Weitere Techniken .....	6
3.2.1	Membrantechnologie.....	7
3.2.2	PSA / TSA.....	8
3.2.3	Calcium looping.....	9
3.2.4	Hot Potassium Carbonate Cycle (HPC).....	10
<b>4</b>	<b>Logistik und Nutzung</b> .....	<b>13</b>
4.1	Lokale Zwischenspeicher .....	15
4.2	Transportmöglichkeiten / Abtransport .....	17
4.2.1	Abtransport Bahn / LKW.....	17
4.2.2	Abtransport Fernleitung/Pipeline .....	18
<b>5</b>	<b>Energieströme</b> .....	<b>19</b>
5.1	Methodik.....	21
5.2	Wärmequellen und -bedarfe der GEVAG und Holcim kombiniert .....	23
5.3	Ausgangslage und Resultat .....	28
5.3.1	Resultate Szenario 1 (maximale Stromproduktion).....	30
5.3.2	Resultate Szenario 2 (maximale CO <sub>2</sub> -Abscheidung) .....	30
5.3.3	Resultate Szenario 3 (konstante CO <sub>2</sub> -Abscheidung) .....	31
5.3.4	Resultate Szenario 4 (konstante Stromproduktion) .....	32
5.3.5	Vergleich der Betriebsvarianten .....	33
<b>6</b>	<b>Erlöse und CO<sub>2</sub>-Nutzung</b> .....	<b>34</b>
<b>7</b>	<b>Zeitliche Entwicklung der Abfallmenge</b> .....	<b>37</b>
<b>8</b>	<b>Wirtschaftlichkeit</b> .....	<b>39</b>
8.1	Kostenschätzungen und Richtpreisofferten .....	39
8.2	Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	40
<b>9</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>42</b>
<b>10</b>	<b>Impressum</b> .....	<b>43</b>
<b>11</b>	<b>Disclaimer</b> .....	<b>43</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Aminwäsche.....	4
Abbildung 2: Technologieübersicht zur CO <sub>2</sub> -Abscheidung .....	6
Abbildung 3: Schematische Darstellung Membranabscheidung [Khalipour et al., Membrane-based carbon capture from flue gas: a review, 2015] .....	8
Abbildung 4: Pfadverteilung des gesamthaft ausgestossenen CO <sub>2</sub> (78.5 t/h $\equiv$ 550 kt/a). (Grau:= Emission an die Umgebung, Schwarz:= abgeschiedenes CO <sub>2</sub> für die Langzeitspeicherung, Rot:= synthetischer Kraftstoff, Grün:= technisches CO <sub>2</sub> ). .....	15
Abbildung 5: Zwischenspeichervolumen je CO <sub>2</sub> Verwendung. Die Speichervolumina sind lokal zu installieren und haben je nach Szenario verschiedene Dimensionen. Für die Berechnung sind, abgesehen vom E-Fuel für das Ambientbedingungen zugrunde gelegt wurden, 25 bar @ -25°C für das CO <sub>2</sub> verwendet worden.....	16
Abbildung 6: Notwendiger Speicherhöhe, unter der Annahme, dass die zum Storage abgeführte Gasmenge während vier Tagen lokal gespeichert werden muss und vier Speichersilo verbaut werden, welche über eine Durchmesser von 10m verfügen. ....	17
Abbildung 7: Anzahl täglicher Abtransporte der separierten Medien (schwarz:= Storage, grün:= technisches CO <sub>2</sub> , rot:= synthetisches Kerosin), wobei angenommen wird, dass der Abtransport zum Storage mit der Bahn ab Untervaz erfolgt (60t/Kesselwagen). Die Weiterverteilung des synthetischen Kerosins und des technischen CO <sub>2</sub> erfolgt über LKW (22t/Schlepper). ....	18
Abbildung 8: Referenzmodell der GEVAG 2050 (Quelle: EMPA).....	19
Abbildung 9: Prozessschaltbild Klinkerproduktion der Holcim Untervaz. An der Position T6 (roter Kreis) kann thermische Energie für die CO <sub>2</sub> Abscheidung entnommen werden. ....	21
Abbildung 10: Beispielhafte Darstellung einer Zusammenstellung dreier Wärmebedarfe im T-H-Diagramm. Links werden die drei einzelnen Wärmeströme dargestellt, welche über das Temperaturintervall T <sub>1</sub> – T <sub>7</sub> geteilt werden. In der rechten Abbildung sind die – im gleichen Temperaturintervall – vorliegenden Wärmeströme zusammengefasst. ....	22
Abbildung 11: Beispielhafte Vergleichsabbildung im T-H-Diagramm. [ <a href="https://tlk-energy.de/blog/pinch-analyse">https://tlk-energy.de/blog/pinch-analyse</a> ] .....	23
Abbildung 12: Abwärmeströme (Wärmeangebot) im T-H-Diagramm am Beispiel vom 01.08.22 06.00 Uhr. Links: Einzelströme. Rechts: resultierendes Gesamtangebot. ....	24
Abbildung 13: Wärmeangebot übers Jahr der gekoppelten Systeme (GEVAG und Holcim). ....	25
Abbildung 14: Wärmebedarf (Fernwärme) im T-H-Diagramm am Beispiel vom 01.02.22 06.00 Uhr. Oben: Einzelströme. Unten: resultierender Wärmebedarf .....	26
Abbildung 15: Wärmebedarf übers Jahr im Tagesmittel. Enthalten sind die Eigenbedarfe der GEVAG sowie die Fernwärmesysteme .....	27
Abbildung 16: Beispielhafte Dampferwertung aufgrund einer Dampfturbine. Ein erste Teilmenge des Hochdruckdampfes wird in der HDT von 40 nach 16 bar entspannt, was sich in der Absenkung der Kondensationstemperatur zeigt. Eine weitere Teilmenge wird über die NDT auf die Rückkühltemperatur entspannt. Die Entwertung führt zu einem Wärmeangebot auf geringerem Temperaturniveau und insgesamt kleinerer Wärmemenge. ....	28
Abbildung 17: Erlöse aufgrund der CO <sub>2</sub> -Abscheidung in Abhängigkeit der Varianten.....	36
Abbildung 18:Entwicklung des Aufkommens brennbarer Siedlungsabfälle [Quelle: Prognos, Abschlussbericht: Siedlungsabfallaufkommen Schweiz 2050, 2018].....	37
Abbildung 19: Zementbedarf für die Jahre 2010 bis 2030. Bis zum Jahr 2018 ist der effektive Verbrauch gezeigt und anschliessend die Prognose bis zum Jahr 2030.....	38
Abbildung 20: Ausgangslage Wärmeangebot (Abwärme) und Wärmebedarf (Fernwärme und interner Dampfbedarf) während unterschiedlichen Jahreszeiten <b>ohne</b> zusätzliche Stromproduktion und den Fernwärmebedarfen zum entsprechenden Zeitpunkt.....	1
Abbildung 21: Wärmeangebot (rot) und Bedarf (blau) während unterschiedlichen Jahreszeiten bei gleichzeitig <b>maximaler Stromgeneration</b> bei gleichzeitiger Bedienung der Fernwärmesysteme <b>ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung</b> .....	2

Abbildung 22: Wärmeangebot (rot) und Bedarf (blau) während unterschiedlichen Jahreszeiten <b>ohne Stromgeneration</b> bei gleichzeitiger Fernwärmebedienug und <b>maximaler CO<sub>2</sub>-Abscheidung</b> .....	3
Abbildung 23: Wärmeangebot (rot) und Bedarf (blau) während unterschiedlichen Jahreszeiten bei einer – übers Jahr hinweg – konstanter CO <sub>2</sub> - <b>Abscheidung von 20 t/h (160 kT/a)</b> , Bedienung der Fernwärmesysteme und <b>variabler Stromgeneration</b> .....	4
Abbildung 24: Wärmeangebot (rot) und Bedarf (blau) während unterschiedlichen Jahreszeiten bei einer – übers Jahr hinweg – <b>konstanter Stromgeneration von 7.25 MW<sub>el</sub></b> und Bedienung der Fernwärmesysteme. Die übrige Restwärme wird für eine <b>variabel geführte CO<sub>2</sub>-Abscheidung</b> genutzt.....	5

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Moleküldurchmesser einiger Gasbestandteile .....	7
Tabelle 2: Energiekostenvergleich CC-Technologien .....	11
Tabelle 3: Szenarien-Matrix. Den verschiedenen Abscheideraten, ausgehend von der zu Grunde liegenden Menge von 550'000 t/a, wird ein schweizweiter CO <sub>2</sub> -Marktanteil. Überlagert wodurch insgesamt 20 verschiedene Fälle unterschieden werden.....	13
Tabelle 4: Stoffwerte bei unterschiedlichen Aggregatzuständen .....	15
Tabelle 5: Zusammenstellung aller, in die Berechnung eingehenden, Wärmequellen .....	23
Tabelle 6: Zusammenstellung aller, in die Berechnung eingehenden, Wärmesenken .....	25
Tabelle 7: Ergebnisse des Szenario 1 .....	30
Tabelle 8: Ergebnisse für das Szenario 2, der maximalen CO <sub>2</sub> Abscheidung .....	31
Tabelle 9: Ergebnisse der Berechnungen für Szenario 3 .....	32
Tabelle 10: Ergebnisse für die Berechnungen des Szenario 4.....	32
Tabelle 11: Vergleichstabelle der unterschiedlichen Szenarien. Berücksichtigt wurden die heute in Betrieb stehenden Fernwärmesysteme als thermische Grundlast sowie die internen Dampfbedarfe der GEVAG. Restliche Wärme wurde auf die beiden variablen Prozesse (Stromproduktion und Wärme zur CO <sub>2</sub> -Abscheidung) gem. Szenarienbeschrieb genutzt. ....	33
Tabelle 12: Erlöse nach Verarbeitungspfade.....	35
Tabelle 13: Capex Kostenzusammenstellung.....	39
Tabelle 14: Randbedingungen Wirtschaftlichkeitsrechnung .....	40

## Anhangsverzeichnis

Anhang A	Richtpreisofferte Bilfinger
Anhang B	Resultate

---

## 1 Zusammenfassung

---

In dieser Studie wird die CO<sub>2</sub>-Abscheidung als Kombination des Zementwerk Holcim/Untervaz und der Müllverbrennungsanlage GEVAG in Trimmis untersucht. Als Voraussetzung ist eine Gesamtmenge CO<sub>2</sub> von 550'000 Tonnen CO<sub>2</sub> gegeben. Darüber hinaus sind die heutigen Wärmeabnehmer, d.h. Fernwärme und -Dampfsysteme, zu berücksichtigen. Als Abscheidetechnologie soll eine Aminwäsche verwendet werden. Unter diesen Bedingungen wurde die Nutzungsmöglichkeiten, die jeweilige Logistik sowie die energetische Machbarkeit untersucht.

Für die Nutzung von abgetrenntem CO<sub>2</sub> zeigen sich prinzipiell drei Möglichkeiten. Die Langzeitspeicherung in (unterirdischen) Kavernen, die Nutzung als technisches Gas oder als chemischer Energiespeicher. Gespräche mit Lieferanten und Verbänden zeigt eine schwankende Marktgrösse für technisches CO<sub>2</sub> in der Schweiz. Die Grösse liegt zwischen 100'000 t/a bis 500'000 t/a. Die Langzeitspeicherung benötigt einen hohen logistischen Aufwand. Das abgetrennte CO<sub>2</sub> wird, aus Volumengründen flüssig nach Basel transportiert. Von dort wird es ins Ausland gebracht, wo es eingespeichert wird. In der vorliegenden Studie wurden die Transportaufwendungen lediglich bis Basel betrachtet. Für die chemische Energiespeicherung wurden verschiedene Ansätze untersucht. Am Ende wird Methanol den E-Fuels Kerosin und Diesel der Vorzug gegeben. Dies hat den Grund, das Methanol keine zusätzliche Raffinerie zur Herstellung benötigt, und es damit regional hergestellt und genutzt werden kann und so eine effizientere Lösung gegenüber Kerosin oder Diesel darstellt. Für diese 3 Absatzwege wird, nach der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Verflüssigung ein betrieblicher Speicher benötigt. Hierfür wurde das Volumen und ein konkretes Tanksystem ausgewiesen, wobei nicht nur ein Szenario, d.h. die maximale CO<sub>2</sub> Menge von 550'000 t/a, betrachtet wurde. Aufgrund der variierenden Marktgrösse des technischen CO<sub>2</sub> wurde insgesamt 20 verschiedene Szenarien für unterschiedliche Abscheidemengen und Vermarktungsmengen berechnet. Mit diesen zwei Variablen ergeben sich automatisch die in die Langzeitspeicherung abzuführende Mengen. Bezogen auf das maximale Abscheidevolumen, werden lokale Speichervolumen von 4500 m<sup>3</sup> (für den Weitertransport ins Tiefenlager), 2660 m<sup>3</sup> (technisches CO<sub>2</sub>) und 199 m<sup>3</sup> (Methanol) notwendig.

Für die energetische Betrachtung wurden, in Anlehnung an eine Pinch-Analyse, alle Wärmesenken den Wärmequellen, als kombinierter Wärmestrom, gegenübergestellt. Damit lässt sich eine Aussage über die energetischen Möglichkeiten der kombinierten Anlagen treffen. Mit diesem Ansatz wurde anhand von realen Daten aus dem Jahr 2022, für verschiedene Stundewerte, verteilt auf die vier Jahreszeiten, das energetische Potenzial für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung untersucht. Damit wird gezeigt, dass unter den aktuellen Randbedingungen und keiner Stromproduktion, maximal 344'000 t/a abgetrennt werden können. Mit einer Stromproduktion liegt der Jahresmittelwert in der Grössenordnung von 250'000 t/a. Somit kann ohne eine Anpassung beider Verfahren, d.h. nur mit dem heutigen Energieüberschuss, ca. 45% des CO<sub>2</sub> beider Anlagen abgetrennt werden. Mit einer über die CO<sub>2</sub> Abscheidung hinaus kombinierten Kopplung der beiden Anlagen und den sich dabei ergebenden logistischen und energetischen Synergien, wären vermutlich höher Abscheidungsraten und damit einhergehende geringere Umwelteinflüsse möglich.

Die Wirtschaftlichkeit der CO<sub>2</sub> Abscheidung zeigt für die Gesamtmenge ein positives Ergebnis, wobei anzumerken ist, dass der Markt der CO<sub>2</sub>-Zertifikate Schwankungen unterworfen ist. Gleiches gilt auch für die

Baukosten, da für CO<sub>2</sub> Abscheidungen aus komplexen Rauchgasen, in dieser Dimension, bis heute noch sehr wenig Erfahrungswerte vorhanden sind. Gerade ein Szenario mit einer geringeren Abscheidungsmenge und einen Marktanteil für technisches CO<sub>2</sub> von 40% oder weniger zeigt ein sehr gutes Ergebnis (ca. 10 Mio CHF), da hier die gesamte Menge im Schweizer Markt, als technisches Gas oder Methanol, veräussert werden kann und dadurch die Logistikkosten für die Langzeitspeicherung entfallen.

---

## 2 Ausgangslage

---

Die Prozesse einer Zementproduktion und Müllverbrennung haben eine CO<sub>2</sub> Emission zur Folge. CO<sub>2</sub> ist eines der Treibhausgase welches durch den Ausstoss zur globalen Erwärmung und zum Klimawandel beitragen. Aus diesem Grund führen die beiden Anlagen, Holcim Untervaz und GEVAG Trimmis, Studien durch um die Möglichkeiten der (gemeinsamen) CO<sub>2</sub> Reduktion zu untersuchen. Damit soll der Beitrag zur globalen Erwärmung verringert werden und im Rahmen des «Green Deal Graubünden» die Bevölkerung vor den negativen Folgen des Klimawandel geschützt werden.

Im Rahmen dieser Studie wird untersucht wie sich eine Kombination beider Anlagen auswirkt, hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Menge, der Nutzung der abgeschiedenen Menge und welche Potenziale heute und zukünftig zur Verfügung stehen. Im Weiteren wird die notwendige Logistik sowie die Dimensionen einer CO<sub>2</sub> Abscheideanlage für beide Anlagen beleuchtet.

Im Rahmen dieser Studie werden dabei zwei verschiedene Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Verwertung betrachtet. Zum einen die Abscheidung des CO<sub>2</sub> und anschliessender unterirdischen Speicherung, welche mit der englischen Abkürzung CCS<sup>1</sup> abgekürzt wird. Der zweite Ansatz verfolgt, nach der Abscheidung des CO<sub>2</sub>, die Nutzung für chemische Produkte oder chemische Energiespeicherung. Dieser Pfad wird mit CCU<sup>2</sup> abgekürzt.

---

## 3 CO<sub>2</sub>-Abscheidung - Technologieübersicht

---

Nachfolgend werden verschiedene Technologien zur CO<sub>2</sub> Abscheidung beschrieben und einige Vor- und Nachteile ausformuliert. Primär wird in der vorliegenden Studie die Aminwäsche betrachtet. Die anderen Technologien werden lediglich im Ansatz beschrieben und können in weiteren Studien als Primärverfahren vertieft werden.

### 3.1 Aminwäsche

Die Aminwäsche ist ein Verfahren zur Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) aus Gasströmen. Es basiert auf der chemischen Reaktion von Aminen mit CO<sub>2</sub>, wobei wässrige Lösungen von Aminen als Lösungsmittel zum Einsatz kommen. Das Verfahren ist seit vielen Jahren, in verschiedenen Industrien im industriellen Massstab im Einsatz um CO<sub>2</sub> aus Prozessgasen abzuscheiden.

Bevor das Rauchgas der Aminwäsche zugeführt werden kann, muss dieses einer Vorbehandlung unterzogen werden. Dabei wird das zu behandelnde Rauchgas von Verunreinigungen wie Staub und aminschädigenden Gasbestandteilen wie Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) mit Hilfe einer Natronlauge befreit. Simultan

---

<sup>1</sup> CCS steht für den englischen Ausdruck Carbon Capture and Storage, zu Deutsch Kohlenstoffabscheidung und -speicherung.

<sup>2</sup> CCU steht ebenfalls für den englischen Ausdruck Carbon Capture and Utilization, zu Deutsch Kohlenstoffabscheidung und -nutzung



Die Einflussfaktoren auf die Dimension und Auslegung einer Aminwäsche sind

- **Kapazität und Durchsatz:** Je größer der Gasstrom, der behandelt werden muss, desto größer sind in der Regel Absorber und Desorber sowie die zugehörige Infrastruktur, was zu einem größeren Flächenbedarf führt
- **CO<sub>2</sub> – Konzentration:** Ein höherer CO<sub>2</sub> -Gehalt im Gas kann einen größeren Absorber erfordern, um die gewünschte Abscheideleistung zu erreichen
- **Amin-Auswahl:** Unterschiedliche Aminlösungen können unterschiedliche Absorptionsraten und Kapazitäten aufweisen. Die Wahl des Amins kann daher die Größe der erforderlichen Ausrüstung beeinflussen
- **Technologie und Design des Absorbers und Desorbers:** Die spezifische Bauweise, z.B. die Art der Packungsmaterialien im Turm, kann den Flächenbedarf beeinflussen
- **Nebenanlagen:** Neben dem eigentlichen Absorptions- und Desorptionsprozess benötigt eine Aminwäsche-Anlage weitere Einrichtungen, z.B. für die Aminvorbereitung, Kühlung, Pumpen, Steuerungstechnik und möglicherweise für die CO<sub>2</sub> -Verdichtung. Der Platzbedarf dieser zusätzlichen Anlagen muss berücksichtigt werden
- **Sicherheit:** Es kann Sicherheitsabstände und -zonen geben, die um bestimmte Anlagenteile vorgesehen werden müssen, insbesondere wenn brennbare oder toxische Substanzen zur Nachbehandlung (polishing) notwendig werden.

Die Vorteile der Aminwäsche sind:

- eine hohe Abscheiderate
- sie ist flexibel, da das Verfahren an verschiedene Gasströme und unterschiedlichen Industrieanlagen angepasst werden kann
- aufgrund der langjährigen Nutzung gibt es umfangreiche Erfahrungsberichte und Ansätze zur Optimierung

Dem gegenüber stehen die Nachteile:

- hohe Betriebskosten: Aminverbindungen sind oft korrosiv und können zu einem hohen Verschleiss und Schäden an Komponenten führen
- Grosse Investitionskosten
- Hoher Energieverbrauch vor allem im Bereich der Regeneration (Desorption) der Aminlösung
- Abfall, Entsorgung und Gesundheitsrisiko: Einige Aminverbindungen können unter bestimmten Bedingungen krebserzeugende Eigenschaften haben. Aus diesem Grund ist die Handhabung und Entsorgung von Aminlösungen mit den erforderlichen Sicherheitsmassnahmen zu gewährleisten, um die Exposition gegenüber krebskrebserregenden Stoffen zu minimieren. Stand 2023 liegt in der Schweiz keine Richtlinie zur maximalen Emission von Aminbestandteilen, im Abgas, vor.

Auch wenn die Aminwäsche seit einigen Jahrzehnten im Einsatz ist und sowohl bei Müllverbrennungsanlagen<sup>3</sup> als auch bei ersten Zementwerken<sup>4</sup> zum Einsatz kommt, gab es in den vergangenen Jahren andere Verfahren die entwickelt und getestet wurden. Diese Verfahren werden im nachfolgenden Kapitel oberflächlich beschrieben und verglichen. Eine Zusammenfassung der verschiedenen Technologien ist in Tabelle 2 zu sehen. Dabei wird auch das sogenannte «Technologie Readiness Level (TRL)» der verschiedenen Verfahren aufgezeigt. Diese Zahl ist ein Mass für die Entwicklungsstufe von Technoligen, wobei 1 eine erste Machbarkeit darstellt und 9 den industriellen Einsatz kennzeichnet.

## 3.2 Weitere Techniken

Zur Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus einem Abgas werden heute verschiedene Technologien angeboten, sowie in der laufenden Forschung vertieft verfolgt. Ob eine Technologie für die Abscheidung eines Gasbestandteils, unabhängig ob es sich dabei um Kohlenstoffdioxid oder ein anderes Gas handelt, eingesetzt werden kann, hängt im Wesentlichen von dessen Konzentration ab. Aufgrund physikalischer Zusammenhänge lässt sich sagen, dass der energetische Aufwand überproportional steigt, je tiefer die Ausgangskonzentration des abzuscheidenden Gases liegt, resp. je tiefer dessen Austrittsanteil liegen soll. Aus diesem Grund kann ein Umbau einer Anlage zur Steigerung der Gaskonzentration ein zusätzlicher Aspekt bei der Wahl der Abscheidetechnologie sein, welcher in der vorliegenden Studie jedoch nicht berücksichtigt wird.

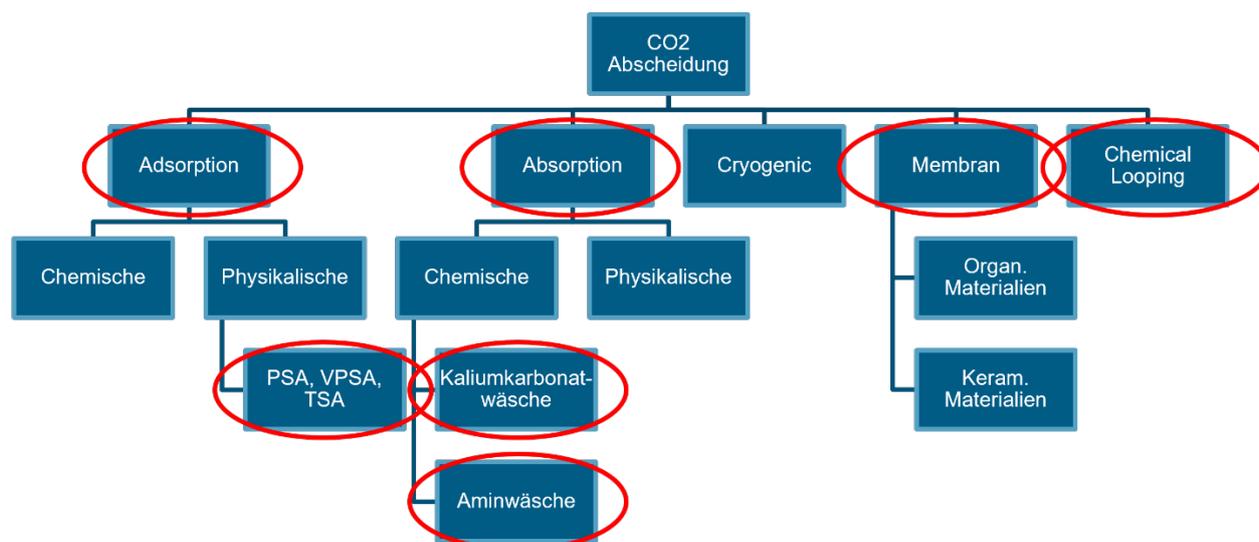


Abbildung 2: Technologieübersicht zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Im Folgenden werden die Funktionsweisen und Prinzipien der Verfahren

- Membrantechnologie
- Pressure Swing Adsorption (PSA) & Temperature Swing Adsorption (TSA)
- Calcium Looping
- Kaliumkarbonatwäsche

<sup>3</sup> <https://www.cewep.eu/large-scale-CO2-capture-installation-on-the-way/>; abgerufen 22.08.23

<sup>4</sup> <https://www.brevikccs.com/en>; abgerufen 22.08.23

beschrieben und die wesentlichen Vor- & Nachteile der einzelnen Prozesse gelistet.

### 3.2.1 Membrantechnologie

Die Hauptbestandteile des Abgases aus einem Verbrennungsprozess sind N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> sowie unverbrannter Sauerstoff O<sub>2</sub>. Während der Wasserdampf leicht durch Kondensation abgetrennt werden kann, können die übrigen Gasbestandteile nicht durch einen Phasenwechsel abgetrennt werden.

Innerhalb einer Membrane nutzt man die unterschiedlichen Moleküldurchmesser. Die eingesetzten Membranen verfügen über kleinste Poren, welche als Sperre für grössere Moleküldurchmesser wirken – nur kleinere Gase können diffundieren.

Tabelle 1 zeigt eine Auswahl an Moleküldurchmesser bestimmter Abgasbestandteilen.

Die gängigsten Membrantypen sind:

- Polymermembranen die vor allem im Bereich von Biogasen und Erdgasen zum Einsatz kommen
- Mischmatrix-Membranen bestehen aus Polymeren und anorganischen Füllstoffen
- Anorganische Membranen, die aus keramischen Metallen bestehen und mit funktionalen Zusätzen wie Salze imprägniert sind. Diese werden in verschiedenen industriellen Anwendungen verwendet.
- Zeolith Membrane, die eine hohe Selektivität aufweisen
- Metallorganische Rahmenstrukturen (MOFs) die aus organischen Liganden und metallischen Knotenpunkten bestehen

Tabelle 1: Moleküldurchmesser einiger Gasbestandteile

Gas	Moleküldurchmesser $\sigma$ [nm]
Helium He	0.26
Wasserstoff H <sub>2</sub>	0.29
<b>Kohlenstoffdioxid CO<sub>2</sub></b>	<b>0.33</b>
Argon Ar	0.34
<b>Sauerstoff O<sub>2</sub></b>	<b>0.34</b>
<b>Wasser H<sub>2</sub>O</b>	<b>0.35</b>
Schwefeldioxid SO <sub>2</sub>	0.36
<b>Stickstoff N<sub>2</sub></b>	<b>0.36</b>

Die Membrantechnologie hat sich als vielversprechende Option für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung erwiesen, da sie eine einfache Installation, Energieeffizienz und Flexibilität im Betrieb bietet. Kommerziell nutzbare Membranen sind jedoch noch nicht weit verbreitet und es gibt Herausforderungen und Hindernisse bei der Skalierung der

Membrantechnologien<sup>5</sup>. Zum Beispiel haben Salz-Keramik-Membranen, als ein Vertreter der Anorganischen Membranen, eine hohe N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> Selektivität. Diese haben aber auf der anderen Seite eine kurze Lebensdauer aufgrund von Stickoxiden und Schwefelbestandteilen im Gas.

Des Weiteren stellt der geringe CO<sub>2</sub>- und gleichzeitig hohe Sauerstoffanteil in Rauchgasen eine zusätzliche Hürde dar für die Membrantechnologie. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt von typischen Rauchgasen beträgt bei Kehrlichtverbrennungsanlagen rund 12 - 14 Vol.%, was eine geringe Partialdruckdifferenz und damit Antriebskraft der CO<sub>2</sub>-Permäblität durch die Membrane zur Folge hat. Um dies zu kompensieren muss, für eine effektive Abscheidung, der Druck stärker angehoben werden, wodurch die Betriebskosten stark ansteigen. Der hohe Anteil Sauerstoff und gleichzeitig sehr ähnliche Moleküldurchmesser des Sauerstoffs führt zu Verunreinigungen des CO<sub>2</sub> durch O<sub>2</sub>, was - für die weitere Verwendung des Kohlenstoffdioxids – eine Nachoxidation zur Folge hat.

Die CO<sub>2</sub>-Konzentrationen der Rauchgase aus Zementwerken liegen mit bis zu 24 Vol-% vergleichbar hoch. Mit entsprechenden Umbaumaßnahmen kann dieser Wert zusätzlich erhöht werden, wodurch die Membranen für ein Zementwerk allein durchaus eine Option sein kann.

Abbildung 3 zeigt die schematische Wirkweise einer Membrane zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung.

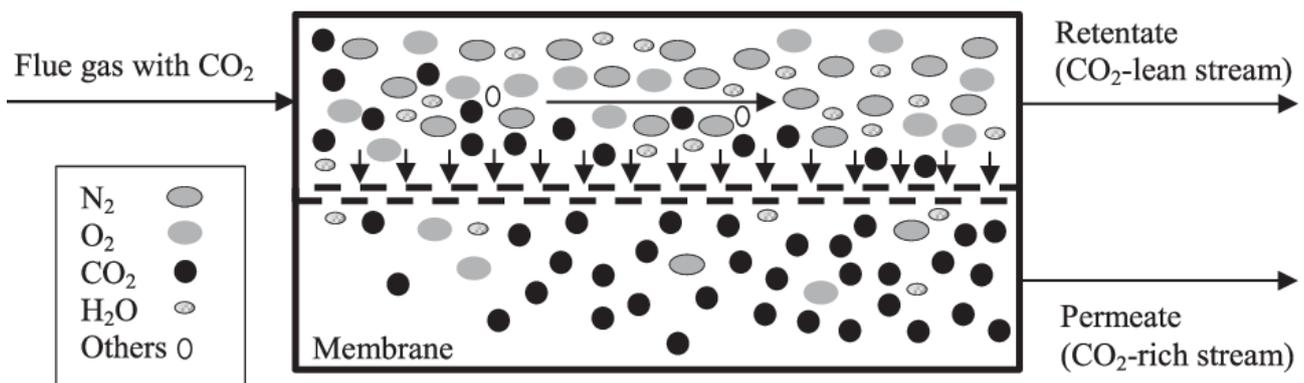


Abbildung 3: Schematische Darstellung Membranabscheidung [Khalipour et al., Membrane-based carbon capture from flue gas: a review, 2015]

### 3.2.2 PSA / TSA

TSA (Thermal Swing Adsorption) und PSA (Pressure Swing Adsorption) sind physikalische Verfahren, die bei der Gas- und Flüssigkeitsabscheidung verwendet werden. Beide Methoden machen sich zu Nutze, dass die Komponenten bei unterschiedlichen Bedingungen unterschiedlich gut am Adsorbens haften.

Vorgängig der TSA- oder PSA-Verfahren wird das Gasgemisch einer Vorbehandlung unterzogen, um es von Staub und anderen Verunreinigungen zu befreien, so dass das Adsorbensmittel vor Verschmutzung geschützt ist. Bei der TSA-Methode wird das Rauchgas durch den Adsorbens (z.B. Aktivkohle oder Zeolith) geleitet. Dabei bleibt das CO<sub>2</sub> an der Oberfläche des Adsorbens haften und das vom CO<sub>2</sub> gereinigte Gas wird aus dem Behälter geführt. Das beladene Adsorbens wird nachfolgend auf eine erhöhte Temperatur gebracht, wodurch das CO<sub>2</sub> desorbiert (ausgetrieben) wird.

<sup>5</sup> Rujing Hou et. Al.; Separation and Purification Technology, 1. November 2022: *Current status and advances in membrane technology for carbon capture*

Bei der PSA wird das vorgefilterte Gasgemisch in einen mit Adsorptionsmittel gefüllten Behälter (Adsorber) geleitet. Bei hohem Druck bindet das CO<sub>2</sub> an das Adsorptionsmittel, während die anderen Gase den Adsorber verlassen. Nachdem der Adsorber mit CO<sub>2</sub> gesättigt ist, wird der Druck im Behälter gesenkt, wodurch das gebundene CO<sub>2</sub> wieder freigesetzt wird. Das nun in hoher Konzentration vorliegende CO<sub>2</sub> wird verdichtet und kann entweder gespeichert oder weiterverarbeitet werden. Um das Adsorptionsmittel zu regenerieren und das restliche, noch gebundene CO<sub>2</sub> zu entfernen, wird der Druck im Adsorber weiter reduziert und die Kolone gespült (oft mit einem Teil des zuvor produzierten, CO<sub>2</sub>-ärmeren Rauchgases). Nachdem das Adsorptionsmittel regeneriert wurde, wird der Adsorber wieder auf den hohen Anfangsdruck gebracht, und der Zyklus beginnt erneut.

Die wesentlichen Vor- & Nachteile dieser beiden Verfahren sind:

**Vorteile:**

- PSA und TSA sind flexible Technologien, die an verschiedene Gaszusammensetzungen und Prozessbedingungen angepasst werden können.
- Die Systeme können für kontinuierliche Betriebsweisen modifiziert werden, indem mehrere Adsorptionsbehälter im Wechsel betrieben werden.

**Nachteile:**

- Die Notwendigkeit der Druck- oder Temperaturschwankungen kann zu höheren Betriebskosten führen, insbesondere wenn häufige Zyklen erforderlich sind.
- Die Auswahl des optimalen Adsorptionsmittels ist entscheidend und kann teuer sein.

Gerade die PSA ist, wenn auch nicht für die Abscheidung von CO<sub>2</sub>, ein gängiges Verfahren und seit vielen Jahrzehnten im Einsatz, auch im Grossindustriellen Massstab. Dies führt zu einem sehr hohen Technical Readiness Level (TRL) von 9. Dennoch ist dies mit einer gewissen Vorsicht zu betrachten, da die PSA für eine CO<sub>2</sub> Abscheidung bis anhin an Kohlekraftwerken eingesetzt wurde. An komplexen Rauchgasen, wie aus Zementwerken oder Müllverbrennungsanlagen, ist eine PSA bis jetzt noch nicht im realen Einsatz.

### 3.2.3 Calcium looping

Beim Calcium-Looping wird Calciumoxid (CaO) verwendet, um CO<sub>2</sub> aus Rauchgasen zu binden und dabei Calciumcarbonat (CaCO<sub>3</sub>) zu bilden. Dieser Prozess findet in einem sogenannten "Carbonator" statt. Das gebildete Calciumcarbonat wird dann in einem zweiten Reaktor, dem "Calcinator", regeneriert, wobei CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, das dann abgetrennt und gespeichert oder genutzt werden kann

Zunächst erfolgt die sog. Carbonation: Das Rauchgas, welches CO<sub>2</sub> enthält, wird durch den Carbonator geleitet. Dabei kommt es in Kontakt mit dem festen Calciumoxid und reagiert zu Calciumcarbonat (CaCO<sub>3</sub>).



Das gebildete CaCO<sub>3</sub> wird anschliessend in den Calcinator transportiert. Dort wird es bei hohen Temperaturen (ca. 850 – 950°C) erhitzt, um das CO<sub>2</sub> freizusetzen und CaO zurückzugewinnen.

Das freigesetzte CO<sub>2</sub> kann dann abgetrennt und verwendet bzw. gespeichert werden.

**Die Vorteile** des Calcium Looping sind

- Hohe Abscheidungsrate: In Anlagen mit einer hohen CO<sub>2</sub> Konzentration wie z.B. der Zementproduktion, kann das Calcium Looping hohe Abscheideraten erreichen.
- Rohstoffe: Der Prozess nutzt bekannte Rohstoffe
- Das Verfahren kann in bestehende Anlagen integriert werden

**Die Nachteile** sind:

- Effizienz<sup>6</sup>: Eine höhere CO<sub>2</sub>-Abscheidungseffizienz und geringere Energieaufnahme während der Regeneration sind Ziel der aktuellen Forschung
- Skalierbarkeit: Die Skalierung auf industrielle Massstäbe ist herausfordernd. Es müssen geeignete Reaktor- und Absorber Konzepte gefunden werden, um eine effiziente und wirtschaftliche Umsetzung zu ermöglichen

Für die Zementindustrie stellt das Calcium Looping einen besonders interessanten Prozess zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung dar. Neben der Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstosses nutzt das Calcium Looping Verfahren den Zyklus zwischen Calciumoxid und Calciumcarbonat. In der Zementherstellung wird Kalkstein CaCO<sub>3</sub> durch Erhitzen in Klinker (CaO) umgewandelt, der dann in den Zement gemahlen wird. Dadurch entstehen aus den Prozessen Synergien und eine Integration in (bestehende) Anlagen ist von grossem Interesse. Dennoch gilt es die Integration im Einzelfall zu bewerten, weil im Fall eines Klinkerverbrauchs für die CO<sub>2</sub> Abscheidung entweder die Produktionsmenge des Zementwerks verkleinert oder die Anlagendimension vergrössert werden müsste, was wiederum einen Einfluss auf die Abscheidung haben kann.

Darüber hinaus fehlen auch noch Erfahrungen im Bereich der industriellen Anwendung. Aktuelle sind Demonstrationsanlagen, in einem Bereich von TRL 5-7, d.h. erste Pilotanlagen, im Einsatz und ihre Wirtschaftlichkeit und Effizienz muss noch untersucht und optimiert werden für ein Grossindustriellen Einsatz.<sup>7</sup>

### 3.2.4 Hot Potassium Carbonate Cycle (HPC)

---

Die Verwendung von Kaliumhydroxid (KOH) zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung beruht auf dessen Fähigkeit, CO<sub>2</sub> aus Gasströmen zu absorbieren und wasserlösliche Salze zu bilden. Dieses Verfahren ähnelt anderen alkalischen Absorptionstechniken, wie z.B. der Verwendung von Natriumhydroxid (NaOH) oder Aminen. Ein vereinfachte Verfahrensbeschreibung ist wie folgt:

Das zu behandelnde Rauchgas muss zunächst von Verunreinigungen wie Staub, Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) befreit werden. Diese Verunreinigungen könnten die Absorptionsflüssigkeit verschmutzen oder ihre Effektivität verringern. Im nächsten Schritt wird das vorbehandelte Rauchgas in einen Absorber

---

<sup>6</sup> S. M. Islam et al. (2021): *Advancements and challenges in calcium looping for CO<sub>2</sub> capture: A review*

<sup>7</sup> «Calcium Looping for post-combustion CO<sub>2</sub> capture in thermal power plants», Suda Neto, 2020.

geleitet, in dem es in Kontakt mit einer wässrigen Kaliumcarbonat-Lösung gebracht wird. Dadurch kommt es zur chemischen Reaktion zwischen dem Kohlenstoffdioxid und dem Kaliumhydroxid und Wasser und Kaliumhydrogencarbonat entsteht



Nach der Absorption ist die Lösung mit Kaliumhydrogencarbonat gesättigt. Aus diesem Grund muss die Lösung regeneriert werden. Eine Möglichkeit besteht darin, das Kaliumhydrogencarbonat thermisch zu zerlegen, indem es erhitzt wird, um CO<sub>2</sub> freizusetzen und Kaliumcarbonat zurückzugewinnen.

Das entstandene, abgeschiedene CO<sub>2</sub> kann, nach einer Aufbereitung verwendet werden bzw. in eine Speicherung geführt werden. Die Vor- & Nachteile dieses Verfahrens sind:

#### Vorteile

- Kaliumcarbonat kann hohe Mengen an CO<sub>2</sub> effizient absorbieren
- Die Chemie ist relativ einfach und gut verstanden
- Im Vergleich zu einigen anderen CO<sub>2</sub> Abscheidetechnologien wird weniger thermische Energie benötigt

#### Nachteile:

- Die thermische Regeneration der Lösung kann energieintensiv sein
- Bei längerer Exposition gegenüber CO<sub>2</sub> kann die Effizienz der Lösung abnehmen, da sich nach und nach Carbonat ansammelt
- Das HPC Verfahren benötigt hohe elektrische Leistungen um das Rohgas auf hohe Drücke zu verdichten

Der Einsatz des HPC-Verfahrens ist im Bereich der Müllverbrennung aufgrund der nutzbaren Energieniveaus ein interessanter Aspekt. Aus diesem Grund trifft dieses Verfahren, in dieser Industrie, in der jüngsten Vergangenheit auf immer mehr Zuspruch. Dennoch fehlt es auch hier noch an Grossindustriellen Praxisanwendungen, so dass das TRL auf Stufe 5-7 einzuordnen ist.

Die zuvor beschriebenen Technologien weisen als Kennzahlen folgende Werte auf:

Tabelle 2: Energiekostenvergleich CC-Technologien

	Aminwäsche	PSA	Membran	Calcium Looping	TSA	HPC
<b>Thermischer Energiebedarf [MWh/tCO<sub>2</sub>]</b>	1.00	0	-	1.0	1.10-1.41	0.02

<b>Elektrischer Energiebedarf [MWh/tCO<sub>2</sub>]</b>	0.25	0.55	0.33	0.5	0.05	0.50
<b>Direkte Energiekosten<sup>8</sup></b> 100 CHF/MWh <sub>e</sub> , 80 CHF/MWh <sub>th</sub> )	110 CHF/tCO <sub>2</sub>	60 CHF/tCO <sub>2</sub>	58 CHF/tC O <sub>2</sub>	130 CHF/tCO <sub>2</sub>	110 CHF/tC O <sub>2</sub>	55 CHF/tCO <sub>2</sub>
<b>Technologie Readiness Level (TRL)</b>	9	9	7	6-7	5-7	5-7
<b>Bemerkungen</b>	Aminverbrauch: hängt sehr stark von der Verunreinigung des Abgases ab.  Pilotanlagen (0.5 t/d) verfügbar.	Lediglich elektrischer Energiebedarf. Meist für höhere CO <sub>2</sub> -Konzentrationen	Einsatzbereich bei höheren CO <sub>2</sub> Konzentrationen	Hohe Temperaturen; Abwärme auf nutzbarem Temperaturniveau	Sehr wärmeintensiv.	Junge Technologie. Diverse Studien im Grossanlagenbetrieb (bis 800 ktpa) bereits erstellt. Vergleichsweise geringer Energiebedarf.

<sup>8</sup> Energiekosten gem. GEVAG Sommer 2023

## 4 Logistik und Nutzung

Zur Beurteilung des logistischen Aufwands muss der Behandlungspfad des CO<sub>2</sub>, und damit der endgültige Absatzmarkt, bekannt sein, respektive berücksichtigt werden. Grundsätzlich können drei verschiedene Nutzungsarten von CO<sub>2</sub> unterschieden werden:

1. Langzeitspeicherung, z.B. in unterirdischen Kavernen
2. Technisch, z.B. in der Lebensmitteltechnologie, Medizin oder Chemie
3. Chemische Energiespeicherung, z.B. synthetische Kraftstoffe

Die der Studie zugrundeliegenden CO<sub>2</sub> Abscheidemengen der beiden Anlagen GEVAG und Holcim am Standort Trimmis/Untervaz beträgt 550'000t pro Jahr, wobei rund vier Fünftel aus der Klinkerproduktion stammen. Innerhalb der Variantenstudie wird der Anteil der effektiv abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Menge zwischen 10% und 100% variiert. Die Grösse des regionalen bzw. Schweizer Markts für CO<sub>2</sub> ist aktuell nicht bekannt. Nach Aussagen von Gaslieferanten, Verbänden und Herstellern liegt die Marktgrösse für CO<sub>2</sub>, schweizweit, zwischen 100'000 t/a und 500'000 t/a. Aufgrund der unterschiedlichen Schätzungen wird in der Studie der CO<sub>2</sub> Marktanteil der Anlagen GEVAG/Holcim zwischen 5% und 40% betrachtet. Dadurch ergibt sich eine Szenarien Matrix die in Tabelle 3 zu sehen ist. Es wird einer gewissen Abscheiderate, ausgehend von einer Gesamtmenge von 550'000 t/a, eine Marktgrösse gegenübergestellt. Dadurch ergeben sich insgesamt 20 verschiedenen Fälle, die betrachtet werden.

Tabelle 3: Szenarien-Matrix. Den verschiedenen Abscheideraten, ausgehend von der zu Grunde liegenden Menge von 550'000 t/a, wird ein schweizweiter CO<sub>2</sub>-Marktanteil. Überlagert wodurch insgesamt 20 verschiedene Fälle unterschieden werden.

		Abscheiderate der Gesamtmenge (100% $\hat{=}$ 550'000 t/a)			
		10%	30%	50%	100%
Anteil am schweizer CO <sub>2</sub> -Markt (100% $\hat{=}$ 500'000 t/a)	5%	1	6	11	16
	10%	2	7	12	17
	20%	3	8	13	18
	30%	4	9	14	19
	40%	5	10	15	20

Neben der technischen Verwendung von CO<sub>2</sub> bietet sich die Produktion von synthetischen Kraftstoffen an. Direkt neben dem heutigen Standort der KVA Trimmis soll in naher Zukunft ein Wasserkraftwerk (Wasserkraftwerk Chlus, Repower<sup>9</sup>) erstellt werden, welches über eine elektrische Leistung von 62 MW<sub>el</sub>

<sup>9</sup> <https://www.repower.com/gruppe/%C3%BCber-uns/unsere-anlagen/projekte/wasserkraftwerk-chlus/>

verfügen soll. In einer ersten Annahme können für die vorliegende Studie 12 MW<sub>el</sub><sup>10</sup> zur Herstellung von Wasserstoff genutzt werden, welche innerhalb einer Fischer-Tropsch-Synthese zu synthetischen Kraftstoff weiterverarbeitet werden kann. Für die Variantenstudie wird die zur Verfügung stehende elektrische Leistung nicht variiert und übers Jahr konstant gehalten.

Da für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen wie Kerosin oder Diesel eine Raffinierung nötig ist und damit ein zusätzlicher logistischer Mehraufwand nötig wird, welcher die Effizienz des gesamten Verfahrens verringert, wurde am Ende der Studie die Möglichkeit der Methanolproduktion diskutiert.

Methanol als chemischer Energiespeicher, d.h. der Herstellung aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>, hat folgende Vorteile:

- Effizient: Die direkte Herstellung aus einem Rauchgas mit CO<sub>2</sub> Abscheidung, und H<sub>2</sub> kann effizienter sein als die Herstellung von E-Fuels
- Es ist keine Raffinerie nötig; Methanol kann an einer Müllverbrennungsanlage oder einem Zementwerk hergestellt werden
- Es ist vielseitig einsetzbar, z.B. als Treibstoff in Verbrennungsmotoren oder chemischer Ausgangsstoff

Die Herstellung von Methanol aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> geschieht in mehreren Schritten. Zu Beginn wird das CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas abgeschieden und H<sub>2</sub> bereitgestellt. Beide Gase, H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>, werden zunächst gereinigt und auf die erforderlichen Spezifikationen gebracht, um Verunreinigungen zu entfernen die die Katalysatoren beeinträchtigen könnten. Anschliessend erfolgt die Methanolreaktion, die in einem katalytischen Reaktor unter erhöhtem Druck und leicht erhöhter Temperatur abläuft. Der im Reaktor enthaltene Katalysator ist meist ein Kupfer-Zinkoxid, der die Umwandlung von H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> in CH<sub>3</sub>OH (Methanol) fördert. Anschliessend folgt eine Reinigung, die entweder destillativ oder durch Trennverfahren geschehen kann.

Basierend auf der in Tabelle 3 gezeigten Fälle wurden die Mengenverteilung für die 3 Nutzungsmöglichkeiten (Langzeitspeicherung, technisch und E-Fuel) sowie die je nach Szenario nicht abgeschiedene CO<sub>2</sub>-Menge berechnet (Emissionen). Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 zu sehen.

---

<sup>10</sup> Die Leistung von 12 MW<sub>el</sub> für die Herstellung von H<sub>2</sub> wurde zusammen mit der Baukommission bestimmt. Diese Lösung ist noch nicht besprochen und dient nur für Berechnungszwecke

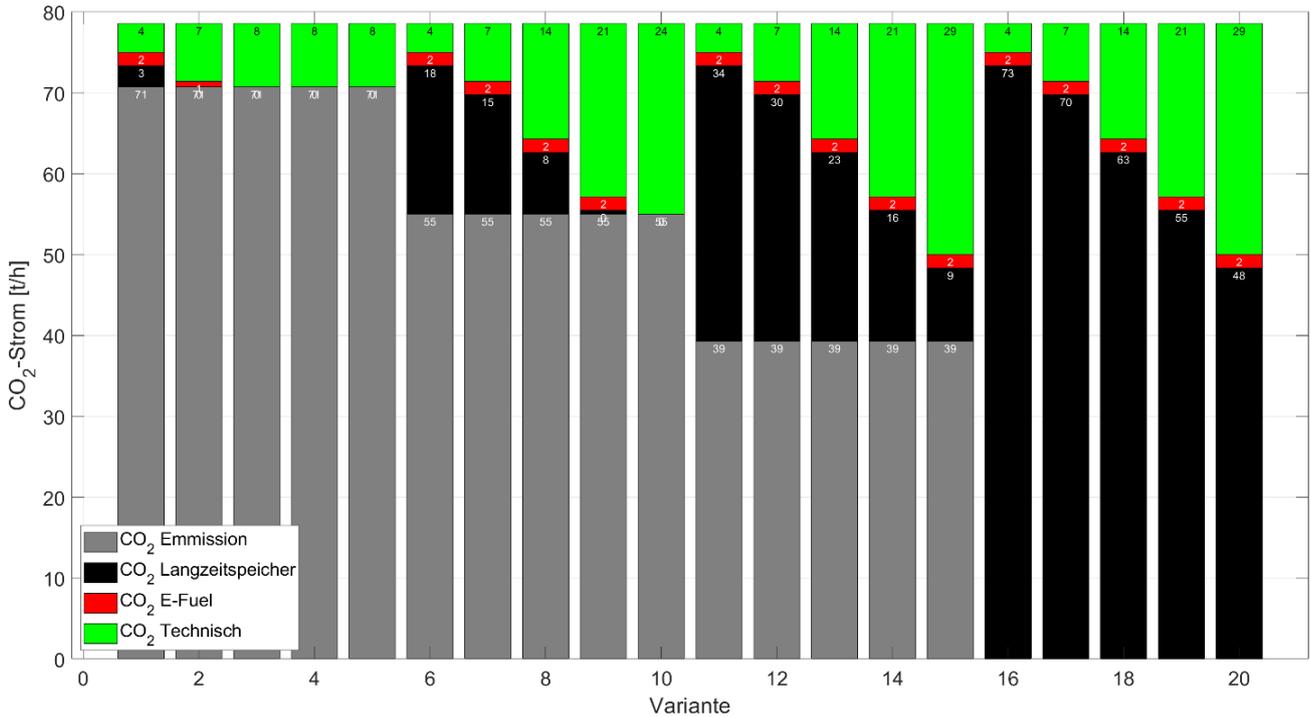


Abbildung 4: Pfadverteilung des gesamthaft ausgestossenen CO<sub>2</sub> (78.5 t/h  $\cong$  550 kt/a). (Grau:= Emission an die Umgebung, Schwarz:= abgeschiedenes CO<sub>2</sub> für die Langzeitspeicherung, Rot:= synthetischer Kraftstoff, Grün:= technisches CO<sub>2</sub>).

Mit der zuvor beschriebenen konstanten elektrischen Leistung von 12 MW<sub>el</sub> können rund 1.7 t<sub>CO2</sub>/h der Methanol-Synthese zugeführt werden und für die E-Fuel-Produktion genutzt werden (roter Balken). Die, nach Abzug der Emission in die Umgebung und der E-Fuel-Produktion, zur Verfügung stehende CO<sub>2</sub>-Menge wird zur regionalen Nutzung verwendet und subtrahiert (grüner Balken). Die Restmenge (schwarzer Balken) stellt die Menge CO<sub>2</sub> dar, welche in einen Langzeitspeicher abgeführt werden soll.

Vergleicht man alle Varianten, so stellt man fest, dass innerhalb der Varianten 2-5 und 10 keine Notwendigkeit einer Langzeitspeicherung besteht, da der Bedarf an technischem CO<sub>2</sub> und zur Synthese der E-Fuels die abgeschiedene CO<sub>2</sub>-Menge übersteigt.

## 4.1 Lokale Zwischenspeicher

Aufgrund der drei Prozessströme und den unterschiedlichen Anforderungen an die Reinheit des CO<sub>2</sub>, respektive den unterschiedlichen Medien, muss die lokale Zwischenspeicherung separat betrachtet und realisiert werden. Die Speicherung des CO<sub>2</sub> kann grundsätzlich in allen Aggregatzuständen realisiert werden. Aus Gründen des Handlings werden hierin lediglich die fluiden Zustände, gasförmig, überkritisch und flüssig, als sinnvoll erachtet. In der Tabelle 4 sind drei beispielhafte Zustände aufgelistet, deren Zustandsdaten in den nachfolgenden Berechnungen zu Grunde liegen.

Tabelle 4: Stoffwerte bei unterschiedlichen Aggregatzuständen

		komprimiertes Gas	überkritischer Zustand	verflüssigter Zustand
Temperatur	[°C]	25	35	-25
Druck	10 <sup>5</sup> [Pa]	5	75	25

Dichte	[kg/m <sup>3</sup> ]	8.8	725	1031
Dynamische Viskosität	10 <sup>-6</sup> [Pas]	15	55	145

Neben den naturgemässen Unterschieden bezüglich Temperatur und Druck zeigt sich eine um den Faktor 100 reduzierte Dichte zwischen den Fluidzuständen gasförmig und «flüssig».

Für die nachfolgende Hochrechnung des benötigten Platzbedarfes wird angenommen, dass das CO<sub>2</sub> in flüssiger Phase (@25bar, -25°C) zwischengelagert und abtransportiert wird. Der synthetische Kraftstoff wird unter Annahme einer ambienten Lager berücksichtigt.

In den Abbildung 5 werden Speichervolumen und die Speicherhöhen (Abbildung 6) für die unterschiedlichen Varianten dargestellt, wobei eine vollständige Speicherung aller Medien über 96 Stunden gewährleistet werden soll.

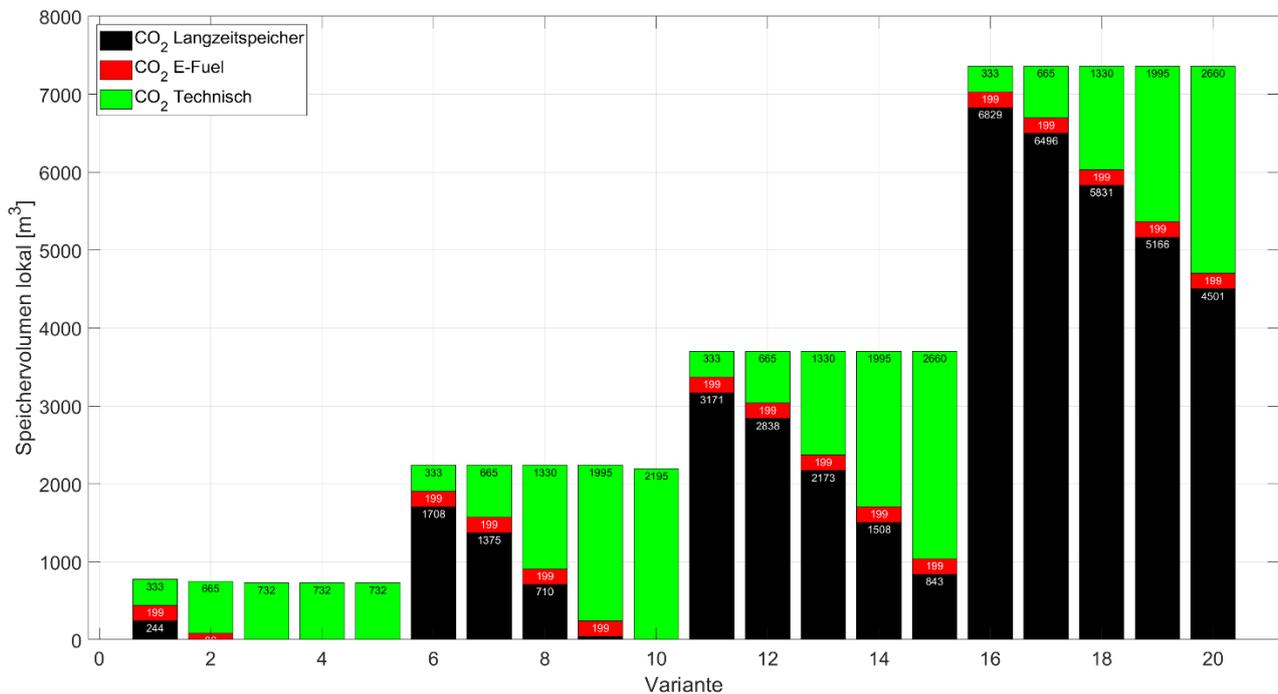


Abbildung 5: Zwischenspeichervolumen je CO<sub>2</sub> Verwendung. Die Speichervolumina sind lokal zu installieren und haben je nach Szenario verschiedene Dimensionen. Für die Berechnung sind, abgesehen vom E-Fuel für das Ambientbedingungen zugrunde gelegt wurden, 25 bar @ -25°C für das CO<sub>2</sub> verwendet worden.

Um die berechneten Volumina in eine Höhe umzurechnen wird für die vier Medien, je 4 Silos angenommen und jeder Tank hat einen Durchmesser von 10m.. Damit ergeben sich folgende Silohöhen je Szenario und Verwendungszweck (Abbildung 6)

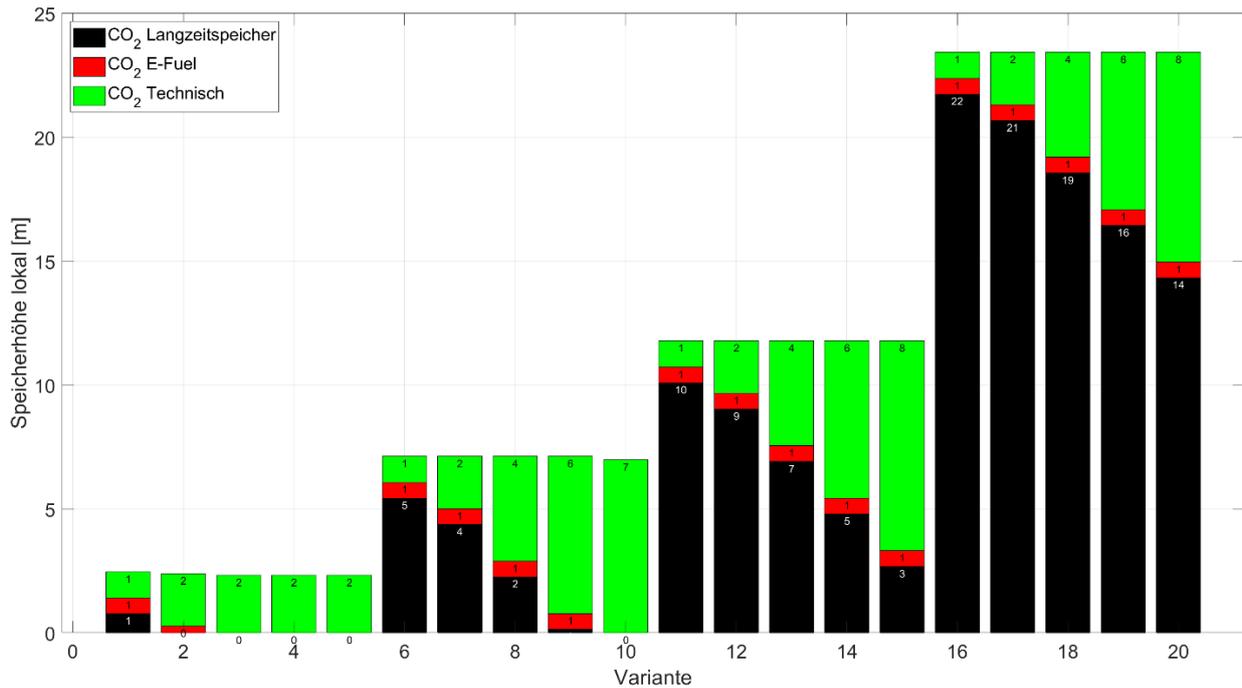


Abbildung 6: Notwendiger Speicherhöhe, unter der Annahme, dass die zum Storage abgeführte Gasmenge während vier Tagen lokal gespeichert werden muss und vier Speichersilo verbaut werden, welche über eine Durchmesser von 10m verfügen.

## 4.2 Transportmöglichkeiten / Abtransport

### 4.2.1 Abtransport Bahn / LKW

Unter der Prämisse eines Abtransportes durch übliche Transportmöglichkeiten wie LKW und Bahn kann der tägliche Güterverkehr errechnet werden. Für den Abtransport des technischen CO<sub>2</sub> und synthetischen Kraftstoffes könnten Tankwagen über die Strasse genutzt werden. Übliche Nutzlasten liegen hierfür bei rund 22t/Tankwagen. Aufgrund der Menge an CO<sub>2</sub> zur Langzeitspeicherung werden Kesselwagen der Bahn angenommen. Mit einer Nutzlast von rund 60t/Kesselwagen kann die Wagenmenge gegenüber dem Abtransport über die Strasse um 2/3 reduziert werden. Die Anzahl Wagen je Transportmedium werden in Abbildung 7 dargestellt.

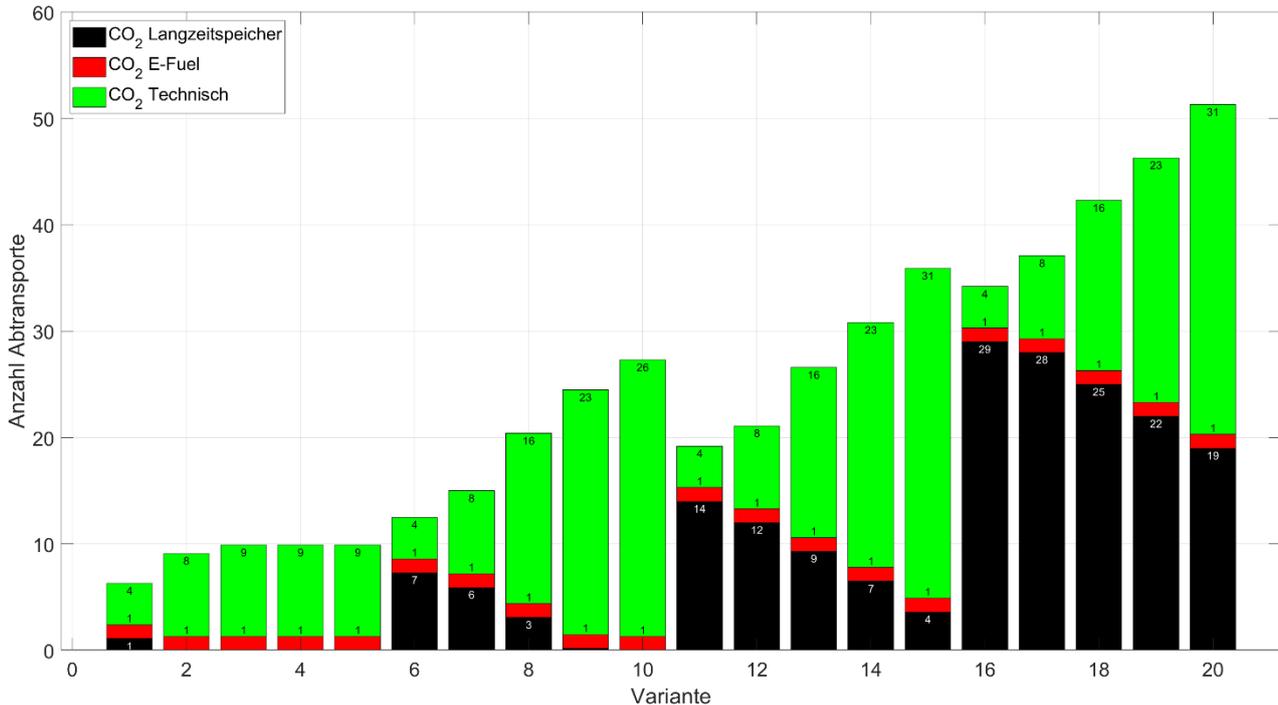


Abbildung 7: Anzahl täglicher Abtransporte der separierten Medien (schwarz:= Storage, grün:= technisches CO<sub>2</sub>, rot:= synthetisches Kerosin), wobei angenommen wird, dass der Abtransport zum Storage mit der Bahn ab Untervaz erfolgt (60t/Kesselwagen). Die Weiterverteilung des synthetischen Kerosins und des technischen CO<sub>2</sub> erfolgt über LKW (22t/Schlepper).

#### 4.2.2 Abtransport Fernleitung/Pipeline

Ob die, in den 20 Varianten definierten, Mengen Kohlenstoffdioxid auf längere Sicht als technisches CO<sub>2</sub> veräußert werden können, ist offen. Aufgrund des politischen Druckes ist anzunehmen, dass die Anzahl an CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen tendenziell steigen, und damit das – für den Markt zur Verfügung stehende – Gas im Überfluss vorhanden sein wird. Demzufolge wird nachfolgende Hochrechnung auf die Gesamtmenge CO<sub>2</sub> aus den beiden Abgasströmen zusammengefasst und als Grundlage angenommen (550 kt/a -> 78 t/h). Unter der Annahme, dass die ökonomische Strömungsgeschwindigkeit von 3 m/s eingehalten werden, resultieren Rohrdurchmesser von etwa 8cm.

Der Druckabfall eines Fluid hat verschiedenste Einflussfaktoren. Neben der Länge spielen prozessspezifische Randbedingungen wie Durchflussgeschwindigkeit und stoffspezifische Eigenschaften wie Druck (25 bar), Dichte (1031 kg/m<sup>3</sup>) und Viskosität (145 x 10<sup>-6</sup> Pas) eine massgebende Rolle. Auf Basis einer ersten Übersichtsrechnung muss mit einem Förderaufwand von rund 5 kW/km gerechnet werden.

## 5 Energieströme

Zur Berechnung der zur Verfügung stehenden Wärme für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung werden vorgängig die beiden Anlagen der GEVAG, resp. der Holcim, einzeln betrachtet und erst im zweiten Schritt zusammengefasst.

### GEVAG

In Abbildung 8 wird das Referenzmodell der GEVAG dargestellt. Dieses zeigt den aktuellen, wie auch die zukünftig geplanten (türkis dargestellt), Ausbauten der KVA. Zentraler Bestandteil ist die Verbrennung, welche aktuell rund 49, in der ausgebauten Version 59 MW<sub>th</sub> (Dampf @ 40bar, 400°C) leistet. Weitere 2.7 MW<sub>th</sub> können vom Rauchgaswärmetauscher (RGWT) rekuperiert und zur weiteren Verwendung genutzt werden. Die Rekuperation wird über einen Druckwasserwärmetauscher realisiert, wodurch die Wärme des RGWT zwischen 80 und 120°C liegt. Der über den Kessel produzierte Dampf wird primär über die Hochdruckdampfturbine (HDT) auf einen Mitteldruck von 13.5 bar entspannt, wodurch eine Teilmenge der (thermischen) Energie in elektrische Energie transformiert wird. Der Mitteldruckdampf wird anschliessend, passend an die verschiedenen Systeme, den Fernwärmesystemen oder die Niederdruckdampfturbine (NDT), aufgeteilt. Wie die meisten Kehrichtverbrennungsanlagen, wird die GEVAG wärmegeführt betrieben, wodurch die Wärmeversorgung der Fernwärmesysteme priorisiert behandelt wird. Erst in zweiter Instanz wird eine maximale Stromgeneration angestrebt.

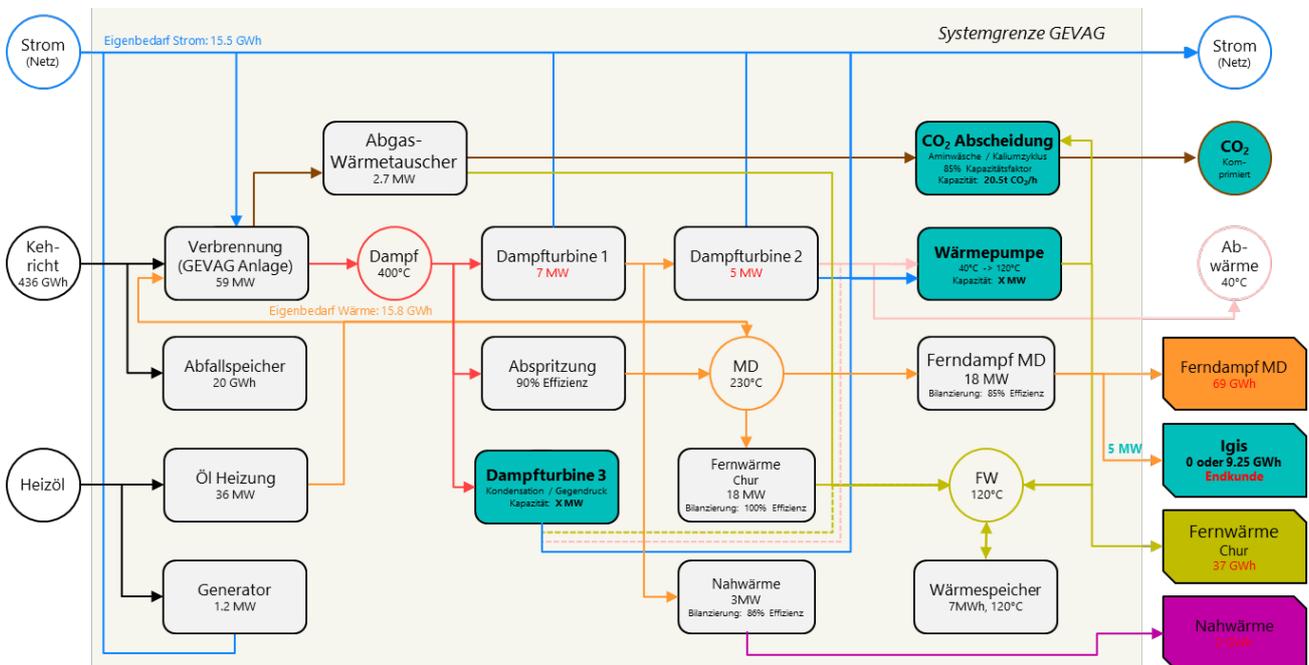


Abbildung 8: Referenzmodell der GEVAG 2050 (Quelle: EMPA)

Für die Hochrechnung der zur Verfügung stehenden Wärme zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung sollen die Wärmequellen als konstant angesehen werden. Die Wärmesenken können anhand der Datenaufzeichnung des Jahres 2022 stündlich rekonstruiert und in die saisonale Berechnung einfließen.

### **Holcim**

Die Holcim betreibt zur Herstellung des Klinkers an zentraler Position einen Drehrohrofen mit etwa 80 MW thermischer Leistung, auf sehr hohem Temperaturniveau. Die hohen Temperaturen der Verbrennung im Drehrohrofen werden zur chemischen Umsetzung des Rohmaterials zum Klinker gebraucht und beinahe vollständig genutzt. Die Restwärmen liegen auf sehr niedrigem Temperaturniveau (ca. 60°C) vor und können als Wärmeversorgung zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung nicht direkt genutzt werden. Allenfalls könnte eine Wärmepumpe genutzt werden um die Temperatur auf ein nutzbares Niveau zu heben. Dieser Ansatz ist jedoch nicht Teil dieser Studie und kann in einer Folgestudie untersucht werden.

Der aus dem Prozess abtransportierte Klinker muss, sobald dieser aus dem Drehrohrofen kommt, schnellstmöglich abgekühlt werden. Aktuell wird dies mit Umgebungsluft gemacht, welche sich dabei auf etwa 400°C erwärmt. Der Volumenstrom der Klinkerkühlluft beträgt ca. 100'000 m<sup>3</sup>/h wodurch ein Prozessabwärmestrom mit maximal 8 MW<sub>th</sub> nutzbarer Wärmeenergie erreicht wird (vgl. Abbildung 9, Abwärmestrom T6), welche auf sehr hohem Temperaturniveau vorliegt und sich als Wärmeversorgung der CO<sub>2</sub>-Abscheidung anbietet.



durchlaufen, wodurch ein kombiniertes Wärmeangebot dargestellt werden kann. Vergleicht man die beiden resultierenden Wärmeströme in einer gemeinsamen Abbildung kann sehr anschaulich dargestellt werden, auf welchem Temperaturniveau zusätzliche Wärmequellen in das Gesamtsystem eingebettet werden müssen, oder – wie im hier vorliegenden Fall – ungenutzte Wärme zur zusätzlichen Nutzung bereitstehen. Abbildung 11 zeigt eine solche Vergleichsabbildung im T-H-Diagramm. Darin zu sehen sind insbesondere die beiden Sektoren links (Cooling Demand) und rechts (Heating Demand) neben dem Überschneidungsbereich der beiden kombinierten Graphen, welche den zusätzlichen Wärme-, resp. Kühlbedarf, beziffern.

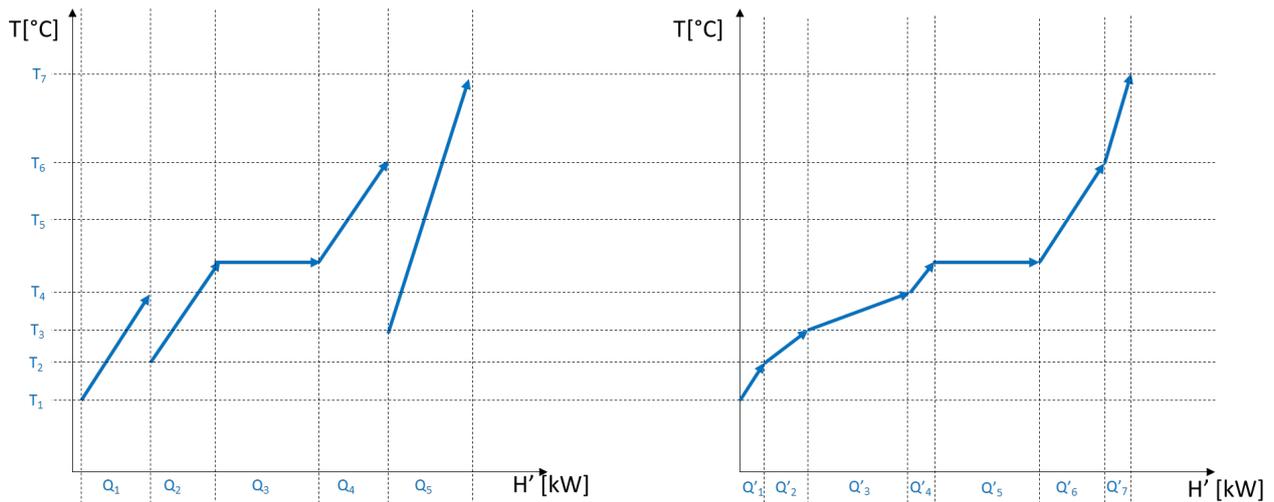


Abbildung 10: Beispielhafte Darstellung einer Zusammenstellung dreier Wärmebedarfe im T-H-Diagramm. Links werden die drei einzelnen Wärmeströme dargestellt, welche über das Temperaturintervall  $T_1 - T_7$  geteilt werden. In der rechten Abbildung sind die – im gleichen Temperaturintervall – vorliegenden Wärmeströme zusammengefasst.

Diese Überlegungen, angewendet auf die Daten der GEVAG und HOLCIM, zeigen, dass zum aktuellen Zeitpunkt – ohne Integration einer  $\text{CO}_2$ -Abscheidung aber unter Berücksichtigung der Leistungssteigerung der GEVAG – deutlich mehr Wärme vorliegt, als dies für die Versorgung des heutigen Fernwärmebedarf benötigt wird. Gleichzeitig liegt die Quelltemperatur auf deutlich höherem Temperaturniveau, als diese bei den Wärmesenken notwendig ist. (Die Stromgeneration wird nicht als Wärmesenke betrachtet, weshalb hierfür kein HD-Dampf benötigt wird. In späterer Betrachtung, ab Kapitel 5.2 wird dies revidiert, resp. in die Rechnung inkludiert.) Weil die Reduktion des Wärmeangebotes kein Ziel der vorliegenden Studie ist, wird dieses als gegeben angenommen. Innerhalb der nachfolgenden Rechnungen wird die Bedarfskurve dementsprechend nicht bis zum eigentlichen Pinch verschoben, sondern so gelegt, dass keine Wärme höherer Temperatur an die Umgebung abgegeben werden muss.

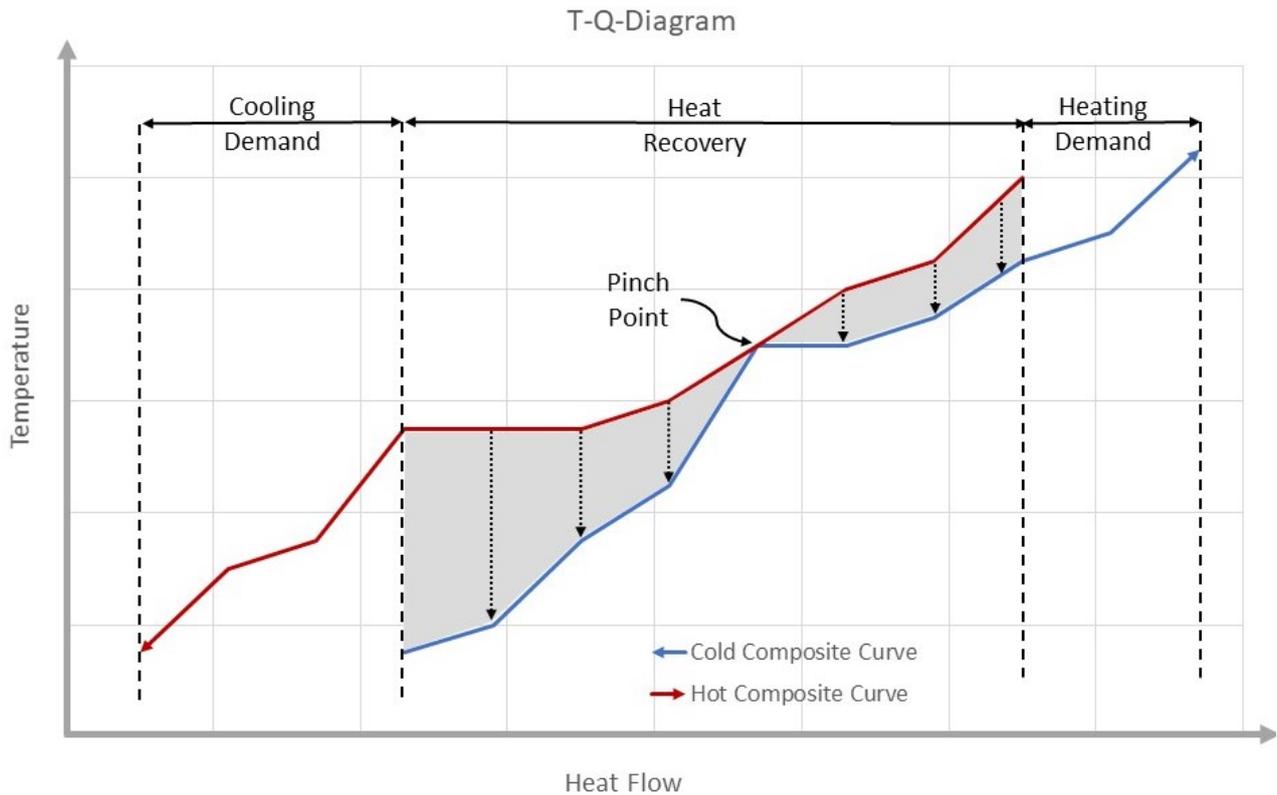


Abbildung 11: Beispielhafte Vergleichsabbildung im T-H-Diagramm. [<https://tlk-energy.de/blog/pinch-analyse>]

## 5.2 Wärmequellen und -bedarfe der GEVAG und Holcim kombiniert

Die zur Verfügung stehenden Wärmequellen teilen sich wie folgt:

Tabelle 5: Zusammenstellung aller, in die Berechnung eingehenden, Wärmequellen

Wärmequelle	Leistung [MW <sub>th</sub> ]	Oberes Temperaturniveau [°C]	Unteres Temperaturniveau [°C]
Kessel GEVAG	59	400 (40 bar)	45 (ambient)
RGWT GEVAG	2.7	120	80
Holcim (Klinkerkühlung, vgl. Abbildung 9, T6)	0 – 8	400	45

Abbildung 12 zeigt die Einzelströme (oben) sowie die kumulierte Kurve (unten) im T-H-Diagramm am Beispiel vom 01. August 2022 (06.00 Uhr) als Wärmepotential. In Summe stehen dabei rund 70 MW<sub>th</sub> zwischen 45 und 400°C zur Verfügung. Das Plateau bei 250°C resultiert aufgrund der Kondensationstemperatur des Dampfes bei 40 bar Druck.

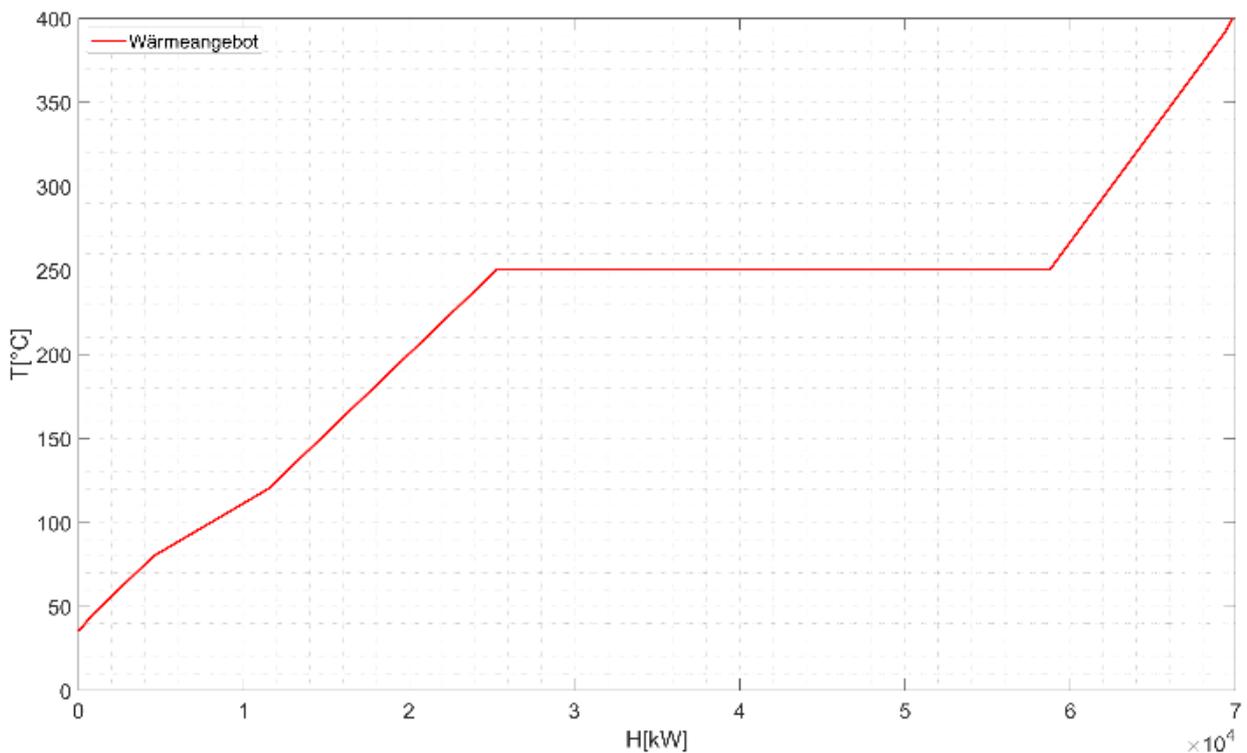
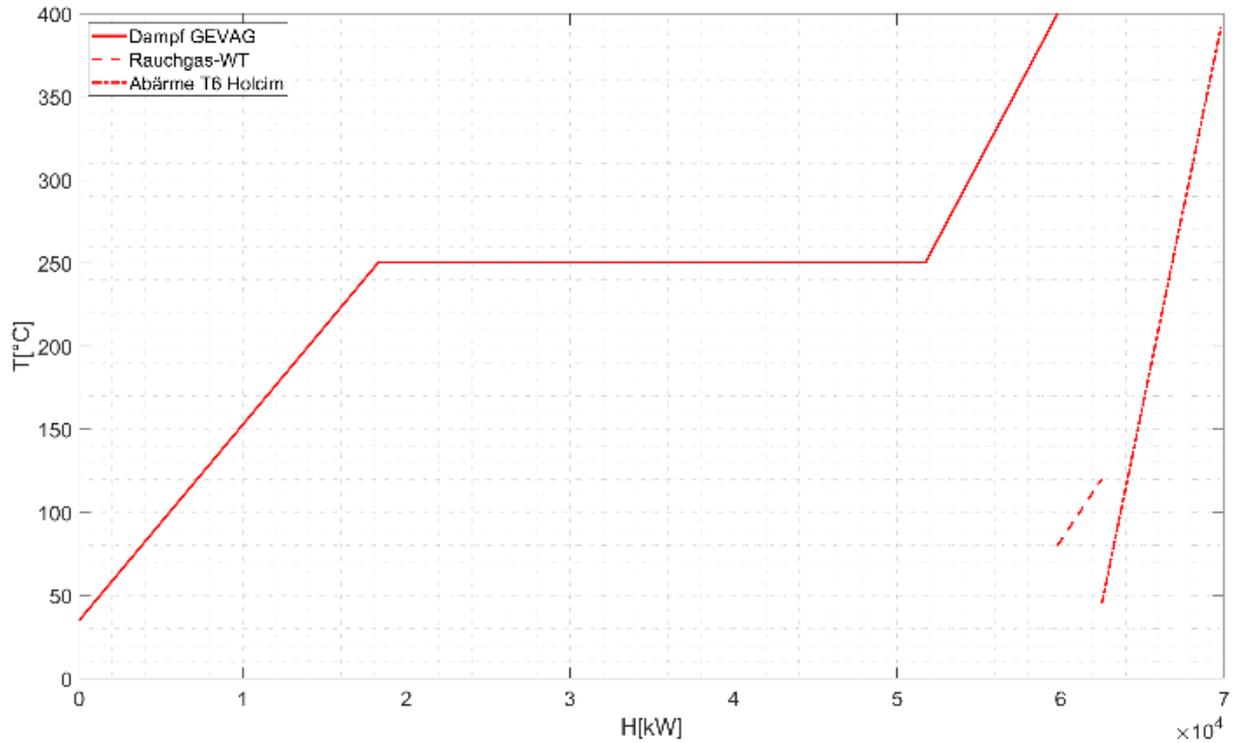


Abbildung 12: Abwärmeströme (Wärmeangebot) im T-H-Diagramm am Beispiel vom 01.08.22 06.00 Uhr. Links: Einzelströme. Rechts: resultierendes Gesamtangebot.

Abbildung 13 zeigt die zur Verfügung stehende thermische Leistung der Gevag und Holcim für das Jahr 2022 als Tagesmittel. Darin nicht berücksichtigt sind allfällige Revisionen der beiden Ofenlinien der GEVAG. Die thermische Leistung der Kessel, sowie jene des RGWT wird mit  $61.7 (59+2.7)$   $\text{MW}_{\text{th}}$  als konstant

angenommen. Die Veränderungen der Spitzenleistung resultieren aufgrund des fluktuierenden Wärmeangebotes der Holcim im Bereich von 3 – 8 MW<sub>th</sub>.

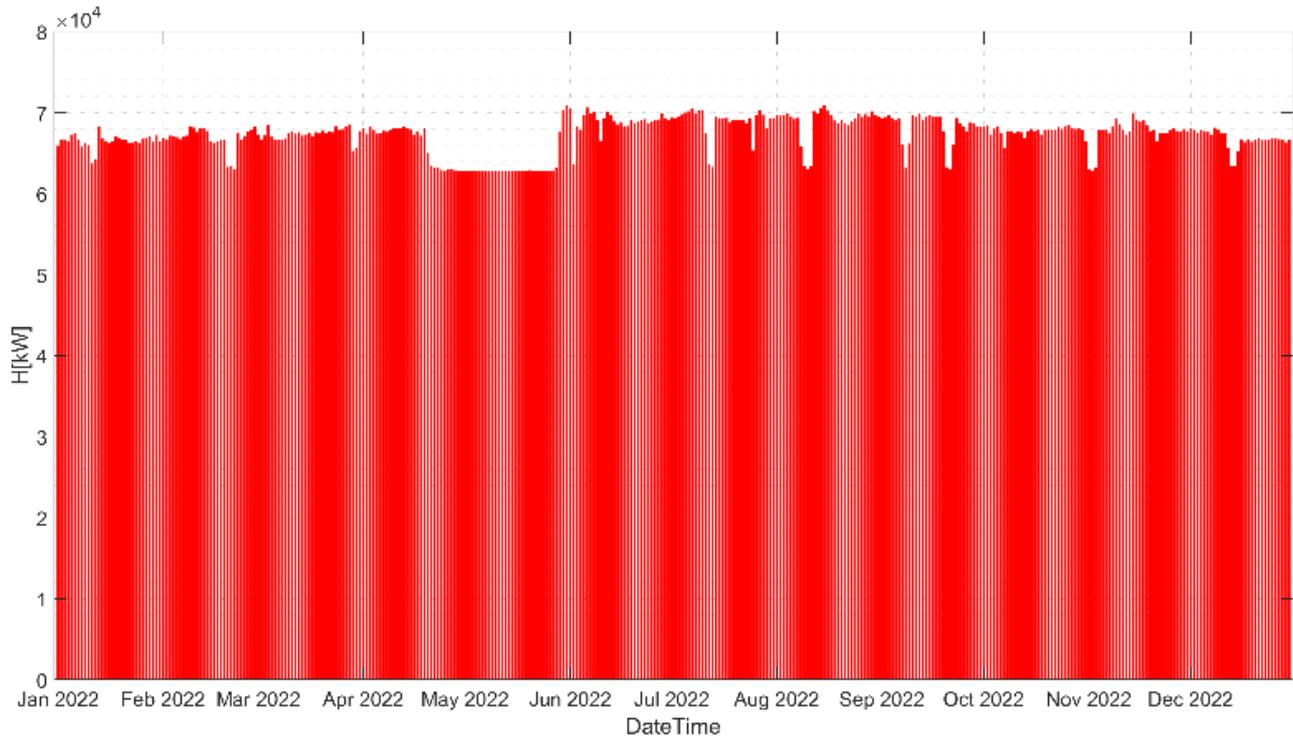


Abbildung 13: Wärmeangebot übers Jahr der gekoppelten Systeme (GEVAG und Holcim).

Der Wärmebedarf ist in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Zusammenstellung aller, in die Berechnung eingehenden, Wärmesenken

Wärmebedarf	Leistung [MW <sub>th</sub> ]	Oberes Temperaturniveau [°C]	Unteres Temperaturniveau [°C]
Fernwärme Chur	[2. – 12]	[90 – 110]	[58-74]
Ferdampf Landquart	[74]	230 [13.5 bar]	50
Hochdruckdampf Denox	[1.2 – 2.4]	400 (40 bar)	45
Mitteldruckdampf LUV0	[0.45 – 1.51]	230 (13.5 bar)	45

Abbildung 14 zeigt die gleiche Herangehensweise zur Vereinigung der Wärmeströme für den Bedarfsfall. Als beispielhaften Zeitpunkt wird der 01.02.22 (06.00 Uhr) dargestellt. Oben sind wiederum die einzelnen Wärmeströme, unten die vereinigte Bedarfskurve dargestellt.

Abbildung 15 zeigt die Tagesmittel des Wärmebedarfes über das Jahr 2022. Darin wiederzuerkennen ist der saisonal stark variierende Wärmebedarf.

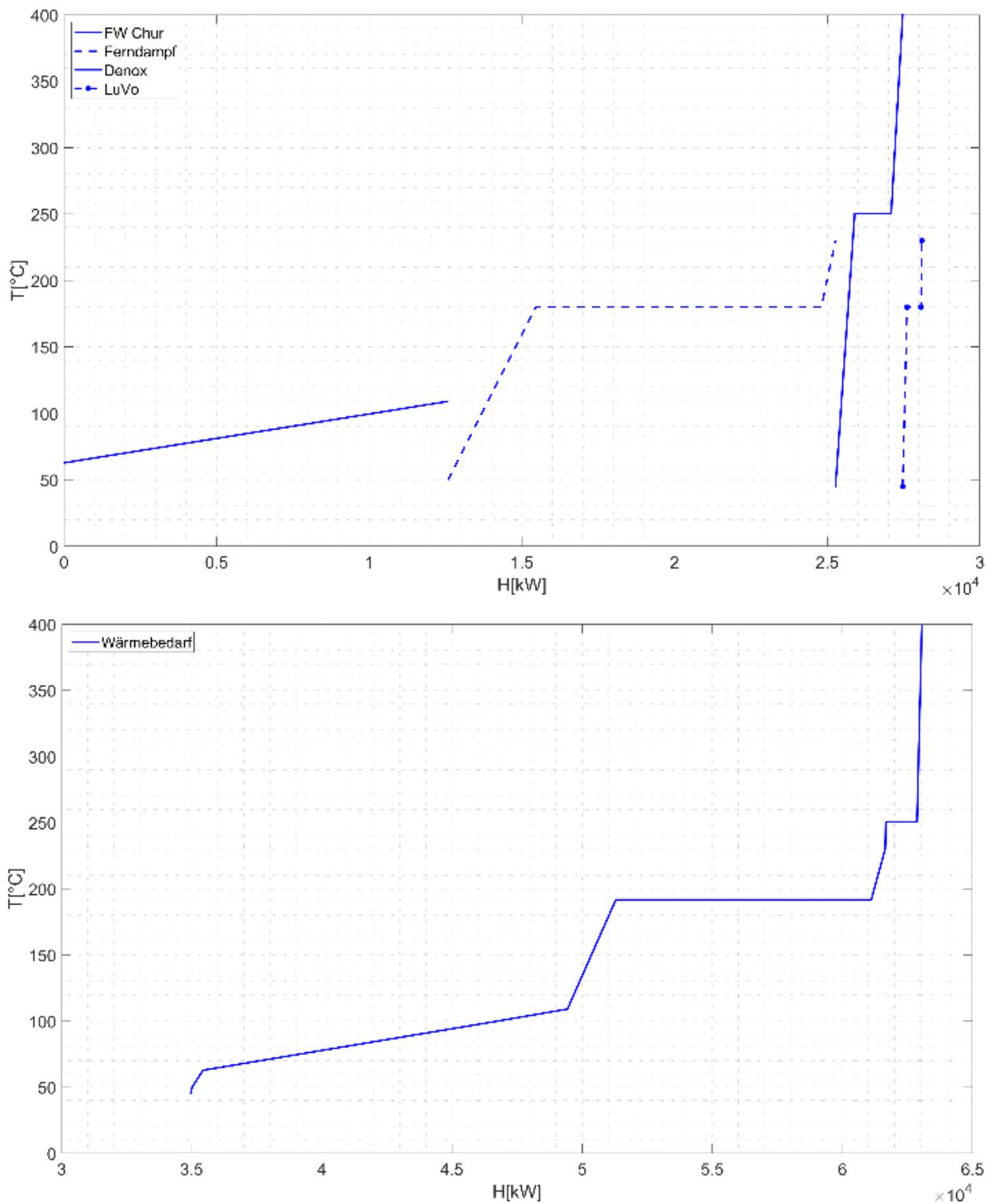


Abbildung 14: Wärmebedarf (Fernwärme) im T-H-Diagramm am Beispiel vom 01.02.22 06.00 Uhr. Oben: Einzelströme. Unten: resultierender Wärmebedarf

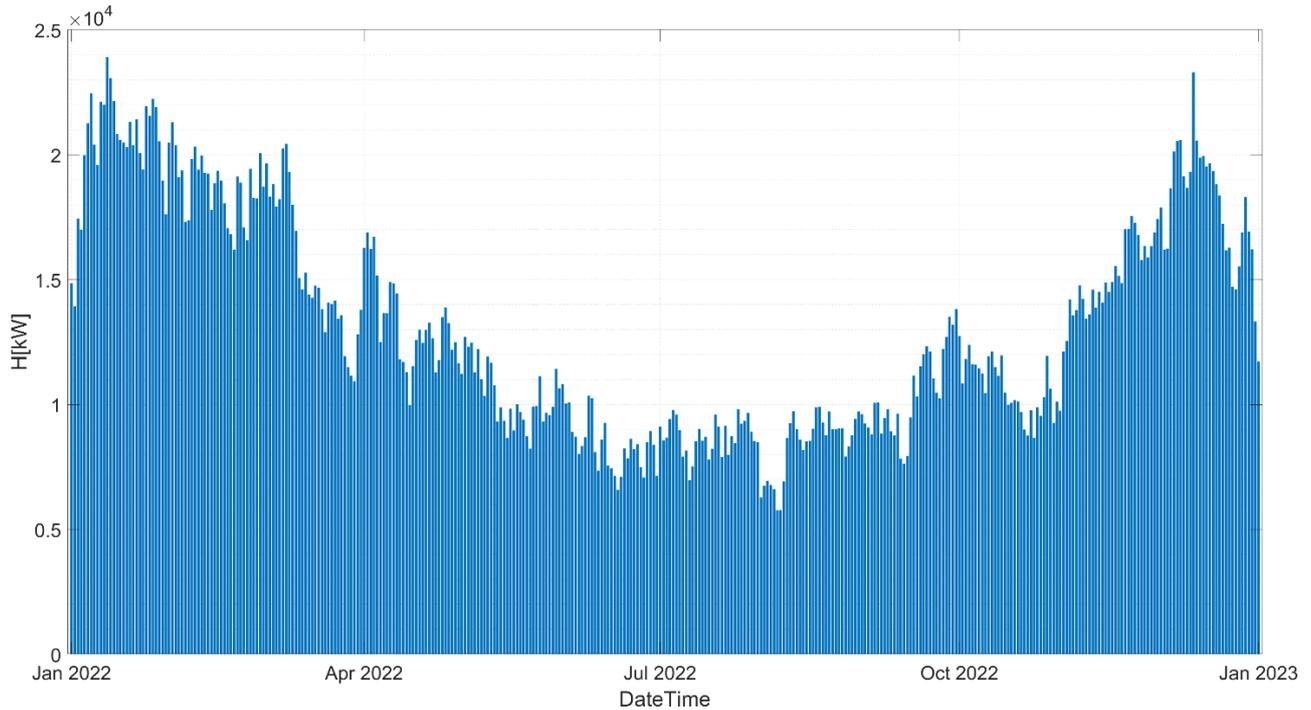


Abbildung 15: Wärmebedarf übers Jahr im Tagesmittel. Enthalten sind die Eigenbedarfe der GEVAG sowie die Fernwärmesysteme

In den bisherigen Darstellungen wird die Verwendung einer Dampfturbine, sei dies zwischen Hochdruck und Mitteldruckniveau oder zwischen Mitteldruck und Abdampfdruck, nicht als Wärmebedarf berücksichtigt. Weil die Entspannung des Dampfes nur implizit im T-H-Diagramm dargestellt werden kann, wird dies nachfolgend in Form einer reduzierten Wärmequelle berücksichtigt. In Abbildung 16 beispielhaft dargestellt. In Abbildung 16 werden rund 50% des Hochdruckdampfes über die HDT entspannt und qualitativ entwertet, was sich in der reduzierten Kondensationstemperatur bemerkbar macht. Weitere 50%, der bereits über die HDT entspannten Dampfmenge werden zudem in der NDT in ein Vakuum, auf ca. 40°C, entspannt. Die energetische Entwertung entspricht – unter Annahme eines mechanischen Wirkungsgrades von eins – gerade der elektrischen Leistung der Turbine.

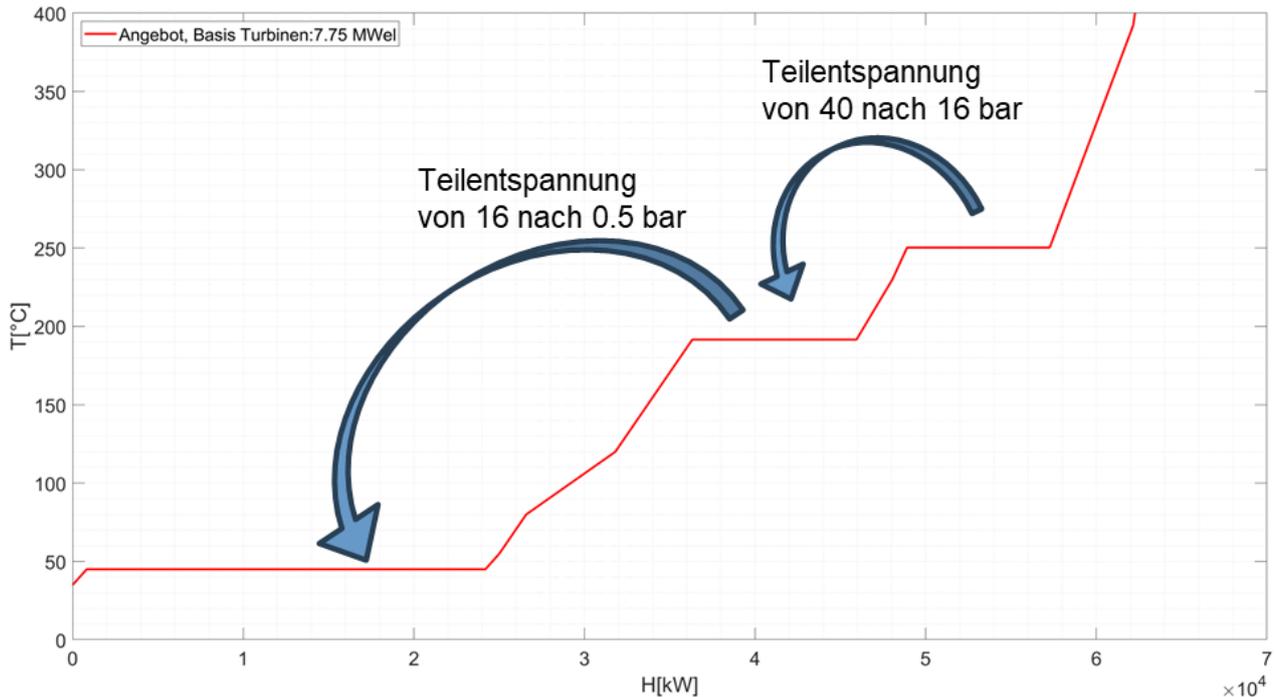


Abbildung 16: Beispielhafte Dampfentwertung aufgrund einer Dampfturbine. Ein erste Teilmenge des Hochdruckdampfes wird in der HDT von 40 nach 16 bar entspannt, was sich in der Absenkung der Kondensationstemperatur zeigt. Eine weitere Teilmenge wird über die NDT auf die Rückkühltemperatur entspannt. Die Entwertung führt zu einem Wärmeangebot auf geringerem Temperaturniveau und insgesamt kleinerer Wärmemenge.

### 5.3 Ausgangslage und Resultat

Unter der Annahme, dass die Wärmequellen definiert sind und diese – verglichen zum Wärmebedarf der Fernwärmesysteme – im «Überfluss» zur Verfügung stehen, können verschiedene Szenarien berechnet werden. Allen gleich ist die Prämisse, dass der Wärmebedarf nicht über das vorhandene Angebot gesteigert werden soll.

#### Generelle Randbedingungen:

- Die GEVAG wird mit 59 MW thermisch anstelle der heutigen 49 MW betrieben
- Die Abgabe von thermischer Energie (Fernwärme & Ferndampf) ist identisch zu 2022. Der Eigenbedarf der GEVAG wird gedeckt.
- Die Stromproduktion ist variabel und kann frei gewählt werden
- Die Abwärme der HOLCIM (ca. 8 MW) kann für CCS genutzt werden
- Die Wärmequellen von Holcim und GEVAG werden zusammengefasst.
- Für die CO<sub>2</sub> Abscheidung wird die Wärme auf 140°C (Entnahme der Turbine 1/ Gegendruck Turbine 3 /MD-Dampf) verwendet

Basierend auf diesen Randbedingungen werden im Folgenden vier verschiedene Szenarien betrachtet, welche die folgenden Bedingungen beinhalten:

**Szenario 1:**

- Die komplette Wärme wird über die Hochdruckturbine (HDT), respektive Niederdruckturbine (NDT), verstromt.
- Es wird keine CO<sub>2</sub>-Abscheidung betrieben.

**Szenario 2:**

- Die komplette (restliche) Wärme wird zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung genutzt. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird (für jeden Zustand und Betriebspunkt) als ideal betrachtet, unabhängig der resultierenden Abscheiderate.
- Es wird kein Strom produziert.

**Szenario 3:**

- Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird auf 20 t/h ausgelegt und konstant betrieben. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird (für jeden Zustand und Betriebspunkt) als ideal betrachtet.
- Allfällige Überschusswärme wird zur Stromproduktion verwertet → Die Dampfturbinen werden variabel betrieben.

**Szenario 4:**

- Die Hochdruckturbine wird mit maximaler (95%) Last betrieben. Die Niederdruckturbine wird auf der Mindestlast (12%) betrieben
- Allfällige Überschusswärme wird zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung verwertet → Die Kolonnen werden variabel betrieben.

-----  
Die Ausgangslage stellt sich dabei wie folgt dar: Die Auswertung beider Anlagen zeigt eine maximale thermische Leistung von 60-70 MW<sub>th</sub> für das Jahr 2022 (vgl. Abbildung 13, GEVAG und Holcim vereinigt). Damit kann, bei einer Betriebsstundenzahl von 8000 h/a die Gesamte Menge CO<sub>2</sub> aus beiden Anlagen abgeschieden werden<sup>11</sup>. Dies stellt jedoch eine idealisierte Rechnung dar, da neben der Aminwäsche selbst, Hilfsaggregate betrieben werden müssen. Hierfür muss Strom bereitgestellt werden, der über die Dampfproduktion erzeugt werden muss. Dabei handelt es sich v. a. um energieintensive Komponenten wie z.B. die Verflüssigung, die eine Leistung von 200 – 250 kWh<sub>el</sub>/tCO<sub>2</sub>. Deshalb muss von der maximal zur Verfügung stehenden Dampfmenge die adäquate Dampfmenge für die Stromproduktion abgezogen werden, was die maximale CO<sub>2</sub> Abscheiderate verringert.

Nach einer Bilanzierung aller Komponenten für die CO<sub>2</sub> Abscheidung ergibt sich eine maximale Abscheiderate von 40 t/h. Das ergibt hochgerechnet auf ein Jahr: 320'000 t/a (bei 8000 Betriebsstunden).

Für die nachfolgenden Szenarien wird angenommen, dass der notwendige Strom zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung - falls notwendig - von externen Quellen bezogen werden kann und dieser in der Berechnung nicht berücksichtigt werden muss. Dadurch können Zustände entstehen, in welchen die Stromgeneration der GEVAG nicht ausreicht, um die Aminwäsche und deren Hilfsaggregate zu speisen. Des Weiteren werden die Wärmequellen, wie unter Kapitel 5.1 beschrieben, gemäss den aktuell vorliegenden Verbrauchszahlen berücksichtigt.

---

<sup>11</sup> Maximale Menge CO<sub>2</sub> beider Anlagen per Definition in der Studie 550'000 t/a

Aufgrund des stark, insbesondere saisonal, schwankenden Wärmebedarfes werden jeweils vier Zeitpunkte ausgewertet. Um alle Jahreszeiten zu berücksichtigen, werden die Systemzustände am 01.02.22, 01.05.22, 01.08.22 und am 01.11.22 jeweils um 06.00 Uhr morgens gezeigt.

In Abbildung 20 (Anhang B) wird als Referenz das totale thermischen Potentiale gegenüber dem saisonalen Bedarf für Fernwärme und -dampf an den vier benannten Zeitpunkten dargestellt. Dabei zeigt sich, dass auch im Winter ein Wärmepotential im Bereich von 35 MW<sub>th</sub> für eine anderweitige Nutzung zur Verfügung steht. Im Sommer (vgl. Abbildung 23 unten Links) liegen erwartungsgemäss nur geringfügig Wärmesenken vor. Die theoretisch nutzbare Wärmeleistung liegt bei rund 63 MW<sub>th</sub>.

### 5.3.1 Resultate Szenario 1 (maximale Stromproduktion)

Bis anhin wurden in solchen Zuständen die beiden Turbinen (Hochdruckturbine (HDT) und Niederdruckturbine (NDT)) zugeschaltet und die restliche Wärmemenge verstromt. In der Abbildung 21 wird dieser Zustand als Referenz zur heutigen Situation abgebildet. Könnte man die vorhandenen Wärmeangebote optimal auf die entsprechenden Verbraucher aufteilen, resultieren, gemäss Berechnungsmodell, Turbinenleistungen in der Spitze zwischen 9.15 MW<sub>el</sub> (Winter) und 11.64 MW<sub>el</sub> (Sommer).

Ein weiterer erwähnenswerter Unterschied liegt in der erhöhten thermischen Leistung. Während diese im Jahr 2022 noch bei rund 49 MW<sub>th</sub> lag, werden im Berechnungsmodell aufgrund der Leistungssteigerung der GEVAG und der zusätzlichen Abwärme der Holcim 70 MW<sub>th</sub> veranschlagt.

In Tabelle 7 wird der energetische Bedarf der Aminwäsche der Produktionsmenge von Strom und abgeschiedenem CO<sub>2</sub> saisonal gegenübergestellt.

Tabelle 7: Ergebnisse des Szenario 1

Saison	Abscheidemenge [tCO <sub>2</sub> /h]	Wärmelast Aminwäsche [MW]	Elektrischer Bedarf Aminwäsche [MW]	Stromgeneration [MW]
Frühling	0	0	0	9.15
Sommer	0	0	0	10.80
Herbst	0	0	0	11.64
Winter	0	0	0	10.90

### 5.3.2 Resultate Szenario 2 (maximale CO<sub>2</sub>-Abscheidung)

Im **Szenario 2** wird ein entgegengesetzter Grundgedanke verfolgt. Anstelle der maximalen Stromproduktion soll die maximale Wärme zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung bereitgestellt werden. Dafür wird im Berechnungsmodell eine zusätzliche Wärmesenke, die CO<sub>2</sub> Abscheidung, zu den bestehenden Senken wie Fernwärme und Ferndampf, auf einem Temperaturniveau von 140°C hinzugefügt. Dieser zusätzliche Wärmebedarf wird in der Modellrechnung so lange erhöht, bis die Bedarfskurve die Angebotskurve erstmalig schneidet. Anhand der Wärmeleistung dieser zusätzlichen Wärmesenke, kann auf die CO<sub>2</sub>-Abscheideleistung und damit auf die absorbierte CO<sub>2</sub>-Menge geschlossen werden (Wärmebedarf Aminwäsche: 1 MWh<sub>th</sub>/tCO<sub>2</sub>). Vergleicht man die

saisonalen Resultate in Tabelle 8 wird dies im Winter bei einer CO<sub>2</sub>-Abscheideleistung von rund 32 t<sub>CO2</sub>/h (≙ 32 MW<sub>th</sub>, 256 kt/a) erreicht. Im Frühling und Herbst könnten mit der überschüssigen Wärme rund 44 t<sub>CO2</sub>/h (≙ 44 MW<sub>th</sub>, 352 kt/a) abgeschieden werden. Im Hochsommer sind es 52 t<sub>CO2</sub>/h (≙ 52 MW<sub>th</sub>, 416 kt/a). In Szenario 2 wird die Stromgeneration ausgeschlossen, weshalb der elektrische Bedarf der Aminwäsche über externe Anbieter gedeckt werden müsste.

Tabelle 8: Ergebnisse für das Szenario 2, der maximalen CO<sub>2</sub> Abscheidung

Saison	Abscheidemenge [tCO <sub>2</sub> /h]	Wärmelast Aminwäsche [MW]	Elektrischer Bedarf Aminwäsche [MW]	Stromgeneration [MW]
Frühling	44 (64% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	44	11	0
Sommer	52 (75% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	52	13	0
Herbst	44 (64% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	44	11	0
Winter	32 (46% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	32	8	0

In den bisher besprochenen Szenarien werden die beiden Enden des Gesamtspektrums aufgezeigt. Dazwischen können verschiedenste Kombinationen realisiert werden. Aufgrund der Extremwerte - abgeleitet aus den Ergebnissen der Szenarien 1 & 2 – können aber zusätzliche Randbedingungen definiert und das grundsätzliche Potential abgeschätzt werden. So zeigt sich in Abbildung 22 beispielsweise, dass die beiden Kondensationstemperaturen rund 110°C auseinanderliegen (250°C – 140°C), wodurch sehr hochwertige Wärme für den Antrieb eines «minderwertigen» Prozesses genutzt wird. Dieses Temperaturpotential kann in Realität beispielsweise in einer HD-Turbine genutzt und teilweise verstromt werden.

### 5.3.3 Resultate Szenario 3 (konstante CO<sub>2</sub>-Abscheidung)

Im Szenario 3 werden die Abscheideraten von 20 t<sub>CO2</sub>/h (≙ 160kt/a) veranschlagt, welche über das gesamte Jahr konstant gehalten werden. Restliche Wärmemengen werden variabel verstromt und so eine maximale Wärmenutzung erreicht.

Abbildung 23 zeigt die zum **Szenario 3** passenden Resultate der vier Referenzstunden. Dabei zeigt sich, dass durch die simultane Prozessführung, Turbinenleistungen von 7.25 MW<sub>el</sub> bis 9.65 MW<sub>el</sub> erreicht werden können. Vergleicht man dies mit dem Szenario der maximalen Stromproduktion ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung, liegen die Differenzen bei etwa 2 MW<sub>el</sub>. Hauptgrund liegt in der besseren Prozessplatzierung, durch welche die CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit adäquater Temperatur von ca. 120-140°C betrieben werden kann, gleichzeitig aber das darüberliegende Temperaturniveau in der Hochdruckturbine zur Stromproduktion genutzt werden kann. So resultieren Prozessketten, in welchen die Abwärme der Hochdrucktemperatur als Treibwärme für die Aminwäsche genutzt werden kann, wodurch die Effizienz des Gesamtsystems gesteigert wird.

In Tabelle 9 sind, wie zuvor, die Ergebnisse dargestellt. Die Stromgeneration in Szenario 3 ist über das ganze Jahr hinweg ausreichend, um den elektrischen Bedarf der Aminwäsche zu decken.

Tabelle 9: Ergebnisse der Berechnungen für Szenario 3

Saison	Abscheidemenge [tCO <sub>2</sub> /h]	Wärmelast Aminwäsche [MW]	Elektrischer Bedarf Aminwäsche [MW]	Stromgeneration [MW]
Frühling	20 (30% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	20	5	8.65
Sommer	20 (30% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	20	5	9.65
Herbst	20 (30% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	20	5	8.25
Winter	20 (30% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	20	5	7.25

#### 5.3.4 Resultate Szenario 4 (konstante Stromproduktion)

Innerhalb des letzten **Szenario 4** wird versucht, die Hochdruckturbine konstant auf maximaler Last (95%) zu betreiben und die Niederdruckturbine mit minimaler Dampfmenge zu speisen. In Summe werden dabei rund 7.25 MW<sub>el</sub> Turbinenleistung erzielt. Die überschüssige Wärme wird, soweit möglich, in der CO<sub>2</sub>-Abscheidung genutzt, welche dadurch variabel betrieben wird. Durch diesen Ansatz werden weitere Erkenntnisse der vorangegangenen Szenarien berücksichtigt. Dabei wird hochwertige Wärme (Hochdruckdampf) genutzt, um Strom zu erzeugen. Der Entnahme-Dampf der Turbine auf Mitteldruckniveau (13.5 bar) wird für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, resp. den Betrieb der Fernwärmenetze genutzt.

Abbildung 24 zeigt die Berechnungsergebnisse des Szenario 4. Neben den, als Randbedingung definierten, 7.25 MW<sub>el</sub> können, in Abhängigkeit der Jahreszeit, zwischen 20 und 41 tCO<sub>2</sub>/h abgeschieden werden.

In Tabelle 10 sind die Ergebnisse des Szenario 4 zusammengefasst.

Tabelle 10: Ergebnisse für die Berechnungen des Szenario 4

Saison	Abscheidemenge [tCO <sub>2</sub> /h]	Wärmelast Aminwäsche [MW]	Elektrischer Bedarf Aminwäsche [MW]	Stromgeneration [MW]
Frühling	32 (46% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	32	8	7.25
Sommer	40 (58% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	40	10	7.25
Herbst	32 (46% des anfallenden CO <sub>2</sub> )	32	8	7.25
Winter	19	19	5	7.25

	(27% des anfallenden CO <sub>2</sub> )			
--	--	--	--	--

In Szenario 4 reicht die Stromgeneration, während den Wintermonaten nicht aus, um die CO<sub>2</sub>-Abscheidung zu versorgen.

### 5.3.5 Vergleich der Betriebsvarianten

In Tabelle 11 werden die Ergebnisse der vier Szenarien gegenübergestellt. Dabei ist insbesondere die Jahreshochrechnung interessant, in welcher die Ergebnisse der vier Jahreszeiten mit jeweils 2000 Betriebsstunden gewichtet werden.

Tabelle 11: Vergleichstabelle der unterschiedlichen Szenarien. Berücksichtigt wurden die heute in Betrieb stehenden Fernwärmesysteme als thermische Grundlast sowie die internen Dampfbedarfe der GEVAG. Restliche Wärme wurde auf die beiden variablen Prozesse (Stromproduktion und Wärme zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung) gem. Szenarienbeschreibung genutzt.

	Szenario 1 kein Strom, max CC		Szenario 2 max Strom, kein CC		Szenario 3 var. Strom, 20 t/h CC		Szenario 4 7.25 MW Strom, CC var.	
	Strom [MW]	CC [t/h]	Strom [MW]	CC [t/h]	Strom [MW]	CC [t/h]	Strom [MW]	CC [t/h]
Winter		32	9.15		7.25	20	7.25	20
Frühling		44	10.8		8.65	20	7.25	32
Sommer		52	11.64		9.65	20	7.25	41
Herbst		44	10.9		7.25	20	7.25	32
Hochrechnung Jahr (8000 h), je Jahreszeit 2000 h		344 kT/a	85 GWh/a		65 GWh/a	160 kT/a	58 GWh/a	250 kT/a
Mittelwert Jahr		43 t/h	10.5 MW		8.2 MW	20 t/h	7.25 MW	31 t/h

Die wohl interessantesten Resultate ergeben sich aus dem Szenario 3. Dabei wird eine konstante Menge CO<sub>2</sub> abgeschiedenen (20 t/h, 160 kt/a) und die Restmenge an thermischer Energie, abzüglich der Fernwärme, verstromt. Eine Aminwäsche mit einer Abscheideleistung von 20 t/h verursacht einen elektrischen Bedarf von rund 5 MW<sub>el</sub>. Vergleicht man dies mit der tatsächlich generierten elektrischen Leistung, resultiert eine positive Bilanz. Dies zeigt, dass auch der elektrische Bedarf einer solchen Anlage gedeckt werden kann. Im Gegenzug aber weniger Strom verkauft werden könnte. Durch den Einsatz einer Gegendruckturbine liesse sich dieses Verhältnis weiter steigern. Der Dampf könnte dabei bis auf ca. 5 bar (T<sub>sat</sub> ≈ 150°C) entspannt werden und der Abdampf für den Antrieb der Aminwäsche genutzt werden. Zum aktuellen Zeitpunkt ist jedoch unklar, ob in dieser Konfiguration die Anforderungen des Fernwärme- & Ferndampfsystems weiterhin gedeckt werden kann oder ob die verbleibende Dampfhenthalpie durch die Absenkung zu gering ist.

---

## 6 Erlöse und CO<sub>2</sub>-Nutzung

---

Durch die Abscheidung des Kohlenstoffdioxid können diverse Erlöse – im weiteren Sinne auch Einsparungen – erzielt werden. Unter Kapitel 4 wurden verschiedene Modellvarianten definiert, welche allesamt über drei Handelswege des CO<sub>2</sub> verfügen.

Zum einen ist dies die lokale Nutzung des Kohlenstoffdioxid als technisches Gas. Dabei werden zwei Erlöse wirksam. Einerseits der Rohstofftrag, andererseits können Zertifikatserlöse geltend gemacht werden. Dies ist solange der Fall, wie nachgewiesen werden kann, dass durch die Wiedernutzung des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxid fossiles CO<sub>2</sub> (beispielsweise für den Einsatz als Kohlensäure in Mineralwasser) substituiert, resp. deren Ausstoss verhindert werden kann. Die aktuellen Rohstoffpreise, welche von einem Gaslieferanten im Ankauf bezahlt werden, liegen bei ca. 75 CHF/tCO<sub>2</sub>. Der tatsächlich realisierbare Erlös hängt letztendlich auch von der Qualität des CO<sub>2</sub> ab. Unterschieden wird vordergründig zwischen Lebensmittel- und Medizinalqualität, wobei die Erlöse letzterer etwas höher liegen, gleichzeitig aber auch der Aufbereitungsaufwand ansteigt. Die Zertifikatserlöse können im Falle der Nutzung als technisches Gas über den Kompensationsmechanismus geltend gemacht werden. Dabei wird KLIK zum Handelspartner und Abnehmer der Zertifikate (Kompensationsbescheinigungen). Hierbei wurden in Vergangenheit langfristige Abnahmeverträge ausgearbeitet, bei welchen Zertifikatserlöse zwischen 100 CHF/tCO<sub>2</sub> und maximal 160 CHF/tCO<sub>2</sub> erzielt werden konnten. Dieser Kompensationsmechanismus ist aktuell bis 2030 geregelt. Eine Folgeregelung wird zur Zeit diskutiert, wobei aktuell von einer Verlängerung ausgegangen wird. Ob sich mit der Erneuerung, resp. der Verlängerung auch die Preisniveaus der Kompensationsbescheinigungen verändern, ist schwierig vorherzusagen.

Ein weiterer Pfad ist die Nutzung des Kohlenstoffdioxid als Rohstoff zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe. Diese können über eine Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden. Das aus der Fischer-Tropsch-Synthese austretende Fluid gleicht einer Art Rohöl, welches vor der effektiven Nutzung raffiniert werden muss, wodurch eine lokale Aufbereitung und Nutzung als Treibstoff beinahe verunmöglicht wird. Ein Konkurrenzverfahren zur Fischer-Tropsch-Synthese stellt die Methanol-Synthese dar. Dabei wird mit Wasserstoff und CO<sub>2</sub> eine Synthese betrieben, bei welcher lediglich Ethanol und Methanol produziert wird (Kapitel 4). Weil die beiden Produkte in einer Destille relativ einfach getrennt werden können, wird die lokale Produktion und Nutzung möglich. In nachfolgender Bepreisung und späteren Wirtschaftlichkeitsrechnung wird aus eben genannten Gründen von einer Methanolsynthese als E-Fuel-Produktion ausgegangen. Zusätzlich zum Rohstofftrag können auch für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe Zertifikatserträge geltend gemacht werden. Die Preise für grünes Methanol schwanken relativ stark, auch weil Angebot und Nachfrage oftmals gegenläufig verlaufen. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der Liter Methanol für 1.40 CHF veräussert werden kann (1'800 CHF/t<sub>Methanol</sub>). Die Zertifikatserlöse liegen wiederum zwischen 100 CHF/tCO<sub>2</sub> und maximal 160 CHF/tCO<sub>2</sub>.

Als dritter Pfad wird das klassische CCS (Carbon Capture and Storage) beschrieben. Naturgemäss kann dabei kein Rohstofftrag geltend gemacht werden. Zertifikatserlöse hingegen schon. Die freiwilligen CO<sub>2</sub>-Zertifikate, welche beispielsweise bei der privaten CO<sub>2</sub>-Kompensation von Flugtickets gekauft werden können, variieren im Preis zwischen einstelligen Beträgen bis nahe 1'000 CHF/tCO<sub>2</sub>. Für die Referenzrechnung der

Wirtschaftlichkeitsrechnung werden, weil eine Bepreisung einer so breiten Preisspanne beinahe unmöglich ist und die EHS-Zertifikate in naher Zukunft das Preisniveau der Kompensationsbescheinigungen erreichen dürfte, ebenfalls mit 130 CHF/tCO<sub>2</sub> angerechnet.

Eine Zusammenstellung der heute gültigen Erlöse wird in Tabelle 12 gemacht.

Tabelle 12: Erlöse nach Verarbeitungspfade

	Langzeit- speicherung	Nutzung technisches Kohlenstoffdioxid	als E-Fuel
<b>Zertifikatsertrag</b> Kompensations- mechanismus	<b>130 CHF/tCO<sub>2</sub></b> Der Kompensationsmechanismus ist aktuell bis 2030 geregelt, wobei die Preise der Zertifikate zwischen 100 – 160 CHF variieren. Ab 2030 wird der Nachfolgemechanismus erwartet, wodurch die Zertifikatspreise steigen sollten.		
<b>Zertifikatsertrag</b> EHS-mechanismus	<b>90 CHF/tCO<sub>2</sub></b> Der Zertifikatswert eines EHS/ETS-Zertifikates wird an der Börse gehandelt. Langfristige Abnahmeverträge sind unüblich. Der aktuelle Handelswert (Stand Frühling 2023) liegt bei rund 90 CHF/tCO <sub>2</sub> .		
<b>Rohstoffertag</b>	-	<b>75 CHF/tCO<sub>2</sub><sup>12</sup></b> Aufgrund des europaweiten Mangels an technischem CO <sub>2</sub> stiegen die Preise zuletzt kontinuierlich an. In der Schweiz werden Händlerpreise von etwa 75 CHF/tCO <sub>2</sub> bezahlt, Tendenz steigend. Wird das Gas ins nahe Ausland verkauft, muss, aufgrund der weiteren Transportwege, mit etwas geringerem Rohstoffertag gerechnet werden. Innerhalb der Studie wird lediglich der Schweizer CO <sub>2</sub> -Markt bewertet, weshalb 75 CHF/tCO <sub>2</sub> angenommen werden.	<b>(1'800 CHF/t<sub>CH<sub>3</sub>OH</sub>)</b> Für die Herstellung von einer Tonne Methanol werden rund 1.3 Tonnen CO <sub>2</sub> benötigt sowie 187 kg Wasserstoff benötigt. Für die Herstellung des Wasserstoffes werden rund 9.9 MWh <sub>el</sub> <sup>13</sup> benötigt. Wird der Strom mit 100 CHF/MWh <sub>el</sub> vergütet, entstehen Kosten für die Wasserstoffproduktion von ca. 990 CHF. Die Tonne Methanol lässt sich für rund 1'800 CHF veräussern, wodurch der Nettoertrag je Tonne Methanol bei 810 CHF zu liegen kommt. Bezieht man den Ertrag von 810 CHF auf die eingesetzte CO <sub>2</sub> -Menge (1.3 tCO <sub>2</sub> ), können entsprechend 623 CHF/tCO <sub>2</sub> erzielt werden.

Abbildung 17 zeigt eine erste Abschätzung der Gesamterlöse aufgrund der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, für die 20 verschiedenen Szenarien (Tabelle 3). Darin berücksichtigt sind die zuvor angenommen Erlöse, gewichtet über

<sup>12</sup>Erfahrungswerte Gaslieferanten

<sup>13</sup>Darin berücksichtigt wird eine Elektrolyseurwirkungsgrad von 74% (entspricht 53kWh/t<sub>H<sub>2</sub></sub>) und einem Wasserstoffineffizienz von 1/3 während der Methanolsynthese.

die Varianten. Variante 16 bis 20 zeigen die CO<sub>2</sub>-Abscheidung in maximaler Ausbaustufe (550 kt/a), wobei die Menge CO<sub>2</sub> für die Methanolsynthese konstant bleiben (vgl. Kapitel 4). Die Mengen der Langzeitspeicherung und der technischen Nutzung variieren. Vergleicht man die Gesamterlöse, wird ersichtlich, dass durch einen steigenden Absatz des technischen CO<sub>2</sub>, diese ansteigen. Die Aufwände aber in etwa gleich bleiben. (mit Ausnahme der Aufreinigung des Kohlenstoffdioxid.)

Eine entgegengesetzte Entwicklung ist bei den Varianten 1 bis 5 zu erkennen. Hierbei werden lediglich 10% der gesamthaft ausgestossenen CO<sub>2</sub>-Menge aus dem Rauchgas abgeschieden. Diese Gesamte Menge CO<sub>2</sub> wird in den Varianten 3 bis 5 als technisches CO<sub>2</sub> vermarktet, weshalb die Gesamterlöse konstant bleiben. Variante 1 zeigt einen leicht höheren Erlös als Variante 2. Der Grund hierfür liegt in der etwas grösseren Methanolproduktion und den, im Vergleich zur stofflichen Nutzung, höheren Ertragswerten.

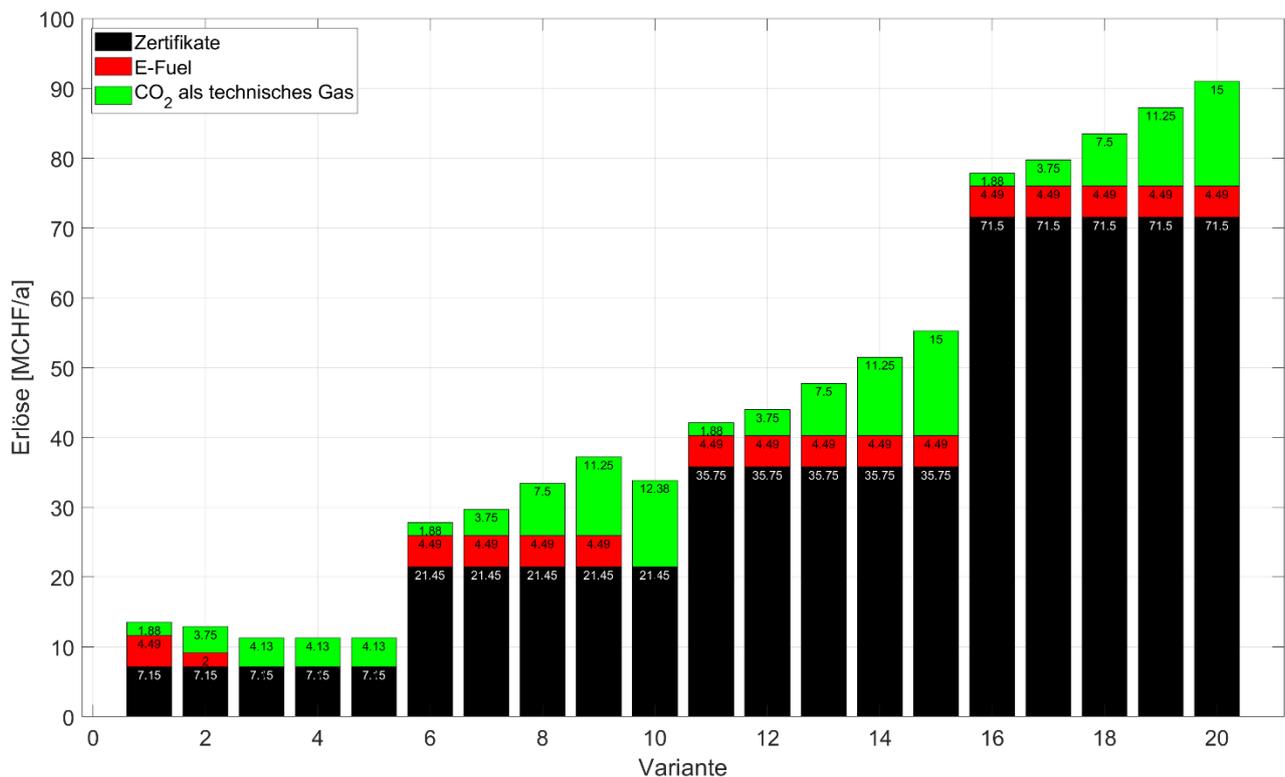


Abbildung 17: Erlöse aufgrund der CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Abhängigkeit der Varianten.

## 7 Zeitliche Entwicklung der Abfallmenge

### Siedlungsabfälle

2018 veröffentlichte «Prognos<sup>14</sup>» im Auftrag der VBSA einen umfassenden Bericht zur Auswirkung der auf das Kehrichtaufkommen aus Siedlungsabfällen für die thermische Verwertung in den Kehrichtverbrennungsanlagen und die Gesamtauslastung deren. Daraus ableiten lässt sich die Prognose, dass sich die pro-Kopf-Abfallmenge leicht reduzieren wird, das Bevölkerungswachstum diese Reduktion überproportional kompensieren wird, wodurch mit einer leicht wachsenden Abfallmenge brennbarer Stoffe gerechnet werden muss (Abbildung 18). Verglichen zum Jahr 2015 sind dies gem. Hochrechnung rund 100'000 t/a bis zum Jahr 2050, wobei der Fehler mit 300'000 t/a mehr abdeckt als das Wachstum selbst.

Millionen Tonnen

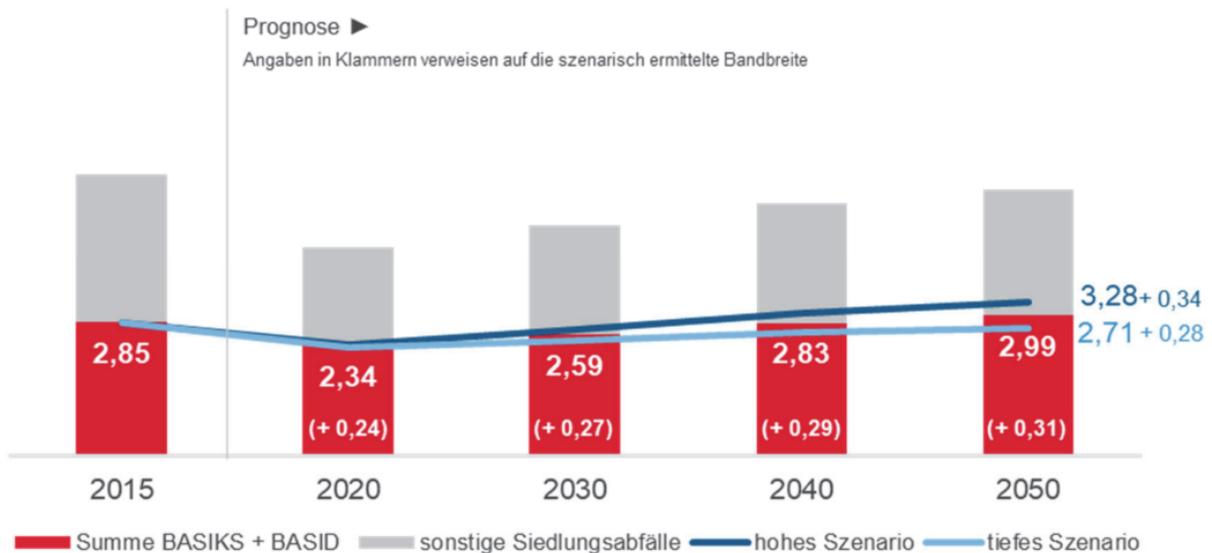


Abbildung 18: Entwicklung des Aufkommens brennbarer Siedlungsabfälle [Quelle: Prognos, Abschlussbericht: Siedlungsabfallaufkommen Schweiz 2050, 2018]

### Zement

Eine im Jahr 2020 veröffentlichte Studie zur Herstellung von Zement und Versorgung mit Rohstoffen zeigt eine Hochrechnung bis zum Jahr 2030. Demnach ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2030 der Zementbedarf, dem heutigen entspricht und weiterhin 5 Mio. Tonnen pro Jahr entspricht (Abbildung 19)

<sup>14</sup> [https://vbsa.ch/wp-content/uploads/2018/04/Prognos\\_CH\\_Bericht\\_Final\\_20180324-SCHP.pdf](https://vbsa.ch/wp-content/uploads/2018/04/Prognos_CH_Bericht_Final_20180324-SCHP.pdf)

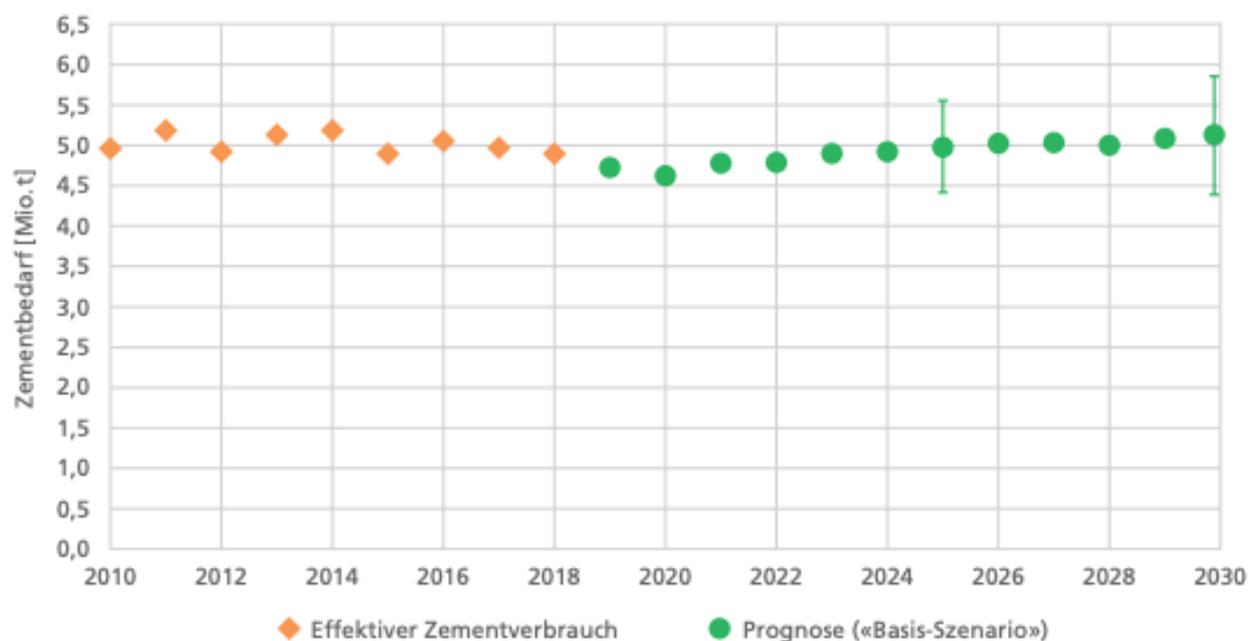


Abbildung 19: Zementbedarf für die Jahre 2010 bis 2030. Bis zum Jahr 2018 ist der effektive Verbrauch gezeigt und anschliessend die Prognose bis zum Jahr 2030<sup>15</sup>.

Zusammengefasst wird aufgrund der beiden Prognose für die Entwicklung der Siedlungsabfälle und dem Zementbedarf davon ausgegangen, dass sich die in der Studie angenommen Randbedingungen in den kommenden Jahren nicht ändern.

<sup>15</sup> Bundesamt für Landestopographie: «Rohstoffe zur Herstellung von Zement – Bedarf und Versorgungssituation in der Schweiz», Herausgegeben 2020.

## 8 Wirtschaftlichkeit

### 8.1 Kostenschätzungen und Richtpreisofferten

Als Ausgangspunkt für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde die Maximalvariante 20 gewählt. Diese Variante postuliert, dass von den 550 kt/a abgeschiedenem Kohlenstoffdioxid, rund 200 kt<sub>CO2</sub>/a in den lokalen Markt als technisches CO<sub>2</sub> abgesetzt werden können. Zusätzlich werden rund 15 kt<sub>CO2</sub>/a für die lokale Methanolsynthese verwendet. Der hierzu notwendige Wasserstoff wird mit überschüssigem Strom (12 MW<sub>el</sub>) der Repower (Wasserkraftwerk Chlus) vor Ort hergestellt (Elektrolyseur) und mit Kohlenstoffdioxid zu Methanol synthetisiert. Die restliche 335 kt<sub>CO2</sub>/a werden mit der Bahn nach Basel gebracht, von wo aus das CO<sub>2</sub> ins Tiefenlager geschafft wird,<sup>16</sup>.

Tabelle 13 zeigt die Kostenzusammenstellung zur Aminwäsche mit genannter Abscheideleistung. Zuzüglich zu der Eigentlichen Aminwäsche werden Nebenbauten wie die Speichersilo, Rohrleitungsbau, Methanolsynthese eingerechnet, wodurch eine Investitionssumme von rund 190 MCHF abgeschätzt werden kann. Der angegebene Preis der Aminwäsche basiert auf Herstellerangaben und bildet die Investitionssumme einer etablierten Technologie ab. Weil nur wenige CO<sub>2</sub>-Abscheidungen dieser Grössenordnung, insbesondere mit komplexen Rauchgasen wie der Klinkerproduktion und/oder Abfallverbrennung, realisiert wurden ist derzeit noch mit einer Unsicherheit in der Investitionssumme zu rechnen. Hinzu kommen politische und marktrelevante Positionen, die eine Investition dieser Grösse stets beeinflussen<sup>17</sup>.

Tabelle 13: Capex Kostenzusammenstellung

Bestandteil	Kostenschätzung [CHF]	Kommentar
Aminwäsche	100'000'000.00 <sup>18</sup>	Aminwäsche gem. Offerte Bilfinger +/-30%, inkl. Verflüssigung.
Grundstück	3'000'000.00	3000 m <sup>2</sup> à CHF 1000.00 / m <sup>2</sup>
Ethanol/Methanol, Elektrolyseur	20'000'000.00	
Speichersilo	30'000'000.00	Schätzwert, Hochrechnung
CarboScan	500'000.00	Qualitätsmessung CO <sub>2</sub>
Rohrleitungsbau	10'000'000.00	Prozessdampfleitungen, Abgaszuführung, Frisch- und Abwasserschliessung. (Annahme, Installation bei GEVAG)
Elektrische Anschlüsse	5'000'000.00	Elektrische Erschliessung, Trafostation, EMSRL
Bodenplatte, Rohbau	4'500'000.00	Bodenplatte zur Abstützung der Kolonnen und Speichersilo
<b>Baukosten I</b>	<b>173'000'000.00</b>	

<sup>16</sup> Die in der Wirtschaftlichkeit hinterlegten Kosten decken lediglich den Transport bis Basel.

<sup>17</sup> Pressemitteilung Reuters 26. April 2023: Carbon capture project in Norway temporarily halted by high costs

<sup>18</sup> Richtpreisofferte Bilfinger. Referenzanlagen wie «Hafslund Oslo Celsius»(400 kt/a) oder «Boundary Dam» in Kanada zeigten (1 Mt/a) in beiden Fällen eine deutliche Unterschätzung der Investitionskosten.

Planung, Honorare	17'000'000.00	
<b>Baukosten gesamt</b>	<b>190'000'000.00</b>	

Die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage wurde über eine Zeitdauer von 15 Jahren gerechnet. Während der Referenzrechnung über besagte 15 Jahre, werden alle Randbedingungen, seien dies die Kosten für die Energie, die Zertifikatserlöse oder den Erlös des technischen CO<sub>2</sub> als konstant betrachtet.

Eine tabellarische Zusammenstellung, aller in der Referenzrechnung berücksichtigten Randbedingung findet sich in Tabelle 14.

Tabelle 14: Randbedingungen Wirtschaftlichkeitsrechnung

Eingabegrösse	Einheit	Eingabewert	Kommentare
Lebensdauer	[Jahre]	15	Lineare Reduktion der jährlichen Abschreibung
Anlagenkosten Capex	[MCHF]	190	Lineare Reduktion der jährlichen Abschreibung
Fremdkapital	[%]	100	
Amortisations-zeitraum	[Jahre]	10	
Zinskosten Fremdkapital	[%]	2.5	
Strombedarf	[kWh/tCO <sub>2</sub> ]	250	Gem. Richtpreisofferten, tendenziell hoch angesetzt.
Wärmebedarf	[kWh/tCO <sub>2</sub> ]	1000	Mittelwert Richtpreisofferten
Stromkosten	[CHF/MWh <sub>e</sub> ]	100	Gem. GEVAG
Wärmekosten	[CHF/MWh <sub>th</sub> ]	75	MD-Dampf, gem. GEVAG
Betriebskosten (exkl. Energie)	[%]	3	der Investitionskosten
Personalkosten	[CHF/a]	300'000	Zwei Vollzeitstellen
Abscheidemenge	[ktCO <sub>2</sub> /Jahr]	550	Einfluss auf Rentabilität, da Anlagenkosten nicht proportional zur abgeschiedenen Menge
Anteil Storage	[ktCO <sub>2</sub> /Jahr]	335	Kohlenstoffdioxid für die Langzeitspeicherung
Anteil «technisches CO <sub>2</sub> »	[ktCO <sub>2</sub> /Jahr]	200	Kohlenstoffdioxid mit welchem die inländische Industrie versorgt wird.
Anteil Methanol	[ktCO <sub>2</sub> /Jahr]	15	Kohlenstoffdioxid mit welchem synthetisches Methanol hergestellt wird.
Rohstoffertrag «technisches CO <sub>2</sub> »	[CHF/tCO <sub>2</sub> ]	75	Kohlenstoffdioxid für die inländische Industrie
Rohstoffertrag «Methanol»	[CHF/tMethanol]	1'800	Annahme CHF 1.40 / tMethanol
Zertifikatsertrag	[CHF/tCO <sub>2</sub> ]	130	Langfristiges Mittel
Transportkosten CCS - SBB Untervaz – Basel	[CHF/tCO <sub>2</sub> ]	80	Annahme SBB Cargo

## 8.2 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Unter den in Tabelle 14 definierten Randbedingungen resultieren jährliche Betriebs- und Kapitalkosten von rund 115 MCHF. Gleichzeitig werden durch Rohstoff- und Zertifikatserlöse rund 104 MCHF erzielt, wodurch ein jährliches Defizit von ca. 10 MCHF resultiert.

Wesentlicher Einfluss auf die Gesamtrechnung haben neben den Baukosten (Tabelle 13) und insbesondere die Energiekosten (55 MCHF/a) sowie die Zertifikatserlöse (Tabelle 14, 130 CHF/tCO<sub>2</sub>). Die Baukosten unterliegen einen Unsicherheitsfaktor, da Erfahrungen im Bau von CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen für komplexe Rauchgase noch nicht ausgeprägt sind. Die Energiekosten basieren auf den heutigen Kostensätzen des

Ferndampfes und Stromabgabe der GEVAG. Andere Kostenbetrachtungen, beispielsweise Selbstkosten oder eine Veräusserung auf dem freien Markt, führen zu deutlich anderen Jahresenergiekosten.

In Kapitel 5.3.5 wurde gezeigt, dass eine CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage mit einer Abscheideleistung 20 t/h (160 kt/a) betrieben werden kann und dabei alle heutigen Wärmesenken weiterhin bedient werden können. Durch den elektrischen Eigenbedarf von rund 5 MW<sub>el</sub> und einer Stromgeneration von 7.25 MW<sub>el</sub> bis 9.65 MW<sub>el</sub> liesse sich auch dieser decken. Diese Abscheideleistung liegt leicht unterhalb deren in den Varianten sechs bis zehn (vgl. Tabelle 3). Eine solche Menge Kohlenstoffdioxid könnte nach Hochrechnung (Variante 10) vollständig als technisches CO<sub>2</sub> vermarktet werden. Würde man die Anlage auf dieses Szenario auslegen, dann wären bereits Gewinne zu erwarten. Bei einer linearen Verkleinerung der Anlage auf Szenario 10, lägen die Erlöse in der Grössenordnung von ca. 10 Mio. SFr.

---

## 9 Fazit

---

Untersucht wurde die Möglichkeit 550'000 t CO<sub>2</sub> des Holcim Zementwerks und der Müllverbrennungsanlage in Trimmis abzuscheiden. Zunächst wurde die Nutzungsseite für diese Menge CO<sub>2</sub> betrachtet und festgestellt, dass die zum einen der Markt für technisches CO<sub>2</sub>, der eine von drei Nutzungspfaden von CO<sub>2</sub> ist, kleiner ist als die gesamte Menge der beiden Anlage. Darüber hinaus zeigte sich, dass neben E-Fuels, welche politisch viel diskutiert sind, die technische Realisierung schwierig ist, da nur ein Teil des Prozesses vor Ort sein würde. Eine Alternative dazu stellt die Produktion von Methanol dar, das vor Ort hergestellt und genutzt werden kann. Aus diesem Grund wird eine allfällige Produktion von chemischen Energiespeichern, aus abgeschiedenem CO<sub>2</sub>, Methanol empfohlen.

Ein dritter Nutzungspfad für CO<sub>2</sub> ist die Langzeitspeicherung. Hierbei spielt vor allem die Logistik eine Rolle, da das CO<sub>2</sub> in das Ausland transportiert werden muss. Im Rahmen dieser Studie wurde dazu lediglich der Transport nach Basel berücksichtigt. Weiterführende Transportkosten und Einbaukosten wurden noch nicht berücksichtigt. Alle drei Nutzungspfaden, technische Nutzung, Langzeitspeicherung und chemische Energiespeicherung, benötigen aus betrieblichen Gründen eine Vor-Ort Speicherung, was entsprechende Volumen und Kapazitäten bedeutet. Die benötigten Volumina je Nutzung wurden berechnet. Weitergedacht wäre hierbei eine räumliche Nähe der beiden Anlagen hilfreich. Generell gilt es im Fall einer weiter Verfolgung des Projekts, die beiden Anlagen örtlich nahe zu platzieren, um die Verluste gering zu halten. Hierzu gibt es bereits Untersuchungen, die eine kombinierte Verfahrenstechnik der beiden Anlagen unter dem Aspekt der Synergien untersucht hat<sup>19</sup>. Eine räumliche Nähe der beiden Anlagen bietet neben der CO<sub>2</sub> Abscheidung auch die Möglichkeit logistische und energetische Synergien zu untersuchen. Die CO<sub>2</sub> Abscheidung benötigt Energie, je nach Verfahren mehr thermische oder elektrische. Die Aminwäsche, welche in dieser Studie vorausgesetzt wurde benötigt ca. 1 MWh<sub>th</sub> für eine Tonne CO<sub>2</sub>. Demnach wären rund 550'000 MWh<sub>th</sub> Energie nötig, um die gesamte Menge CO<sub>2</sub> abzuscheiden. Es zeigte sich in der Studie, dass die, unter der Berücksichtigung heutiger Strom und Wärmeabgaben, zur Verfügung stehende Energie nicht ausreichend ist um 550'000 Tonnen CO<sub>2</sub> abzuscheiden. Eine Variantenstudie, unter Berücksichtigung der verschiedenen Jahreszeiten zeigt sowohl die maximal mögliche Menge, die abgeschieden werden kann (344'000 t/a) sowie eine mittlere Menge, bei der Strom in der Größenordnung von 7.25 MW<sub>el</sub> produziert wird, von 250'000 t/a. Diese Grössen spiegeln dabei die Abscheidemenge der heutigen Anlagen, unter den heute gültigen Randbedingungen wieder. Das bedeutet, dass die maximale/mittlere CO<sub>2</sub> Abscheidung erreicht wird, mittels Überschuss Energie, die aufgrund von Jahreszeiten und Verfahren zur Verfügung stehen. Eine weiterführende Untersuchung und Anpassung beider Anlagen bzw. Verfahren, die fokussiert sind auf die gegenseitige Nutzung von Energie, Logistik, Brennstoffe und (Teil-)Prozesse war nicht Teil der Aufgabe. Es ist daher möglich, dass eine Kombination der Anlagen, unter Aufgabe der heutige Randbedingungen, die gesamte Menge CO<sub>2</sub> beider Anlagen abgeschieden werden kann. Aufgrund der dadurch verringerten Umwelteinflüsse, der heute schon existierenden und einmaligen örtlichen Nähe der Anlagen und der z.T. ähnlichen Prozesse

---

<sup>19</sup> Bericht CSD: *Standortanalyse für eine künftige KVA in Trimmis mit CO<sub>2</sub> Abscheidung*

liegt eine solche Untersuchung nahe. Nicht zuletzt auch aus wirtschaftlichen Gründen, da bereits in dieser Studie gezeigt wurde dass, eine gemeinsame CO<sub>2</sub> Abscheidung wirtschaftlich ist.

---

## 10 Impressum

---

Chur, 01.09.2023

### Projektbeteiligte

Thomas Zacharias (Projektleiter, Dr. rer. nat)

Peter Heusser (Koreferat, Dr. sc. techn.)

Claudio Koller (Projektingenieur, MSc Energy and Environment)

### CSD INGENIEURE AG



Dr. Thomas Zacharias  
Projektleiter



Claudio Koller  
Projektingenieur

---

## 11 Disclaimer

---

CSD bestätigt hiermit, dass bei der Abwicklung des Auftrages die Sorgfaltspflicht angewendet wurde, die Ergebnisse und Schlussfolgerungen auf dem derzeitigen und im Bericht dargestellten Kenntnisstand beruhen und diese nach den anerkannten Regeln des Fachgebietes und nach bestem Wissen ermittelt wurden.

CSD geht davon aus, dass

- ◆ ihr seitens des Auftraggebers oder von ihm benannter Drittpersonen richtige und vollständige Informationen und Dokumente zur Auftragsabwicklung zur Verfügung gestellt wurden
- ◆ von den Arbeitsergebnissen nicht auszugsweise Gebrauch gemacht wird
- ◆ die Arbeitsergebnisse nicht unüberprüft für einen nicht vereinbarten Zweck oder für ein anderes Objekt verwendet oder auf geänderte Verhältnisse übertragen werden.

Andernfalls lehnt CSD gegenüber dem Auftraggeber jegliche Haftung für dadurch entstandene Schäden ausdrücklich ab.

Macht ein Dritter von den Arbeitsergebnissen Gebrauch oder trifft er darauf basierende Entscheidungen, wird durch CSD jede Haftung für direkte und indirekte Schäden ausgeschlossen, die aus der Verwendung der Arbeitsergebnisse allenfalls entstehen.



## **Anhang A Richtpreisofferte Bilfinger**



**Anhang B Resultate**

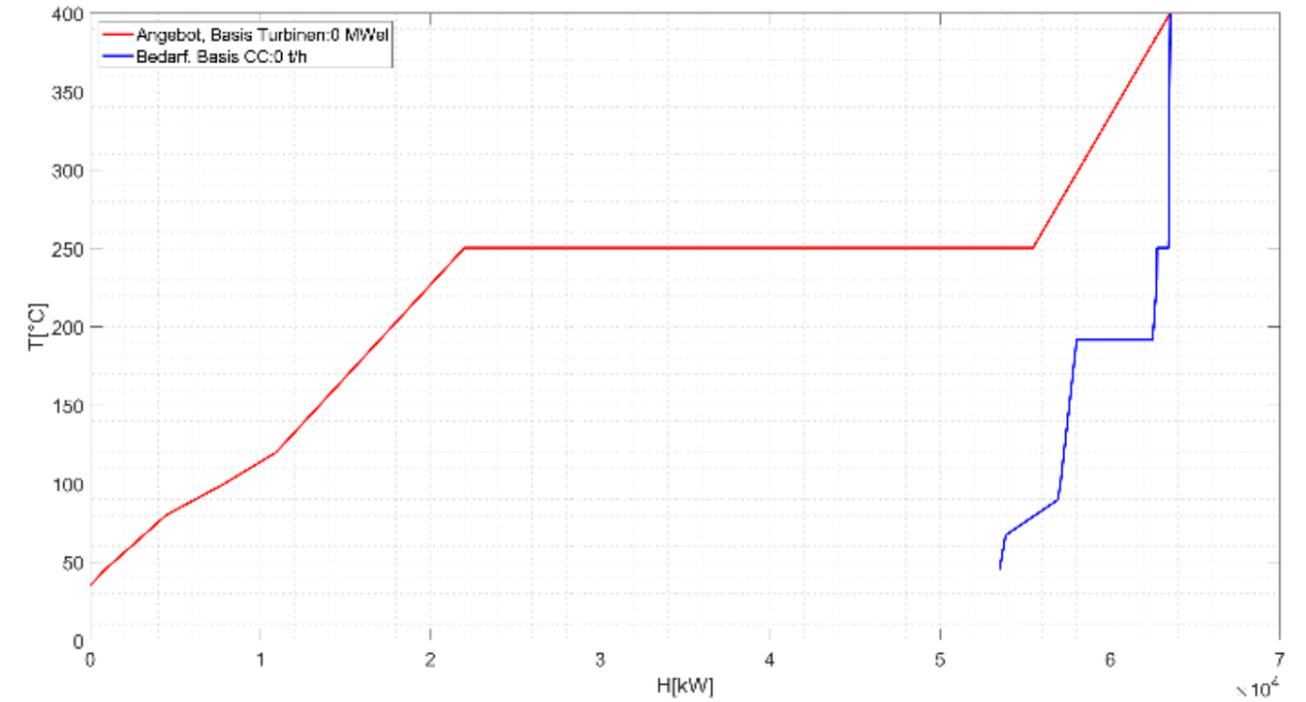
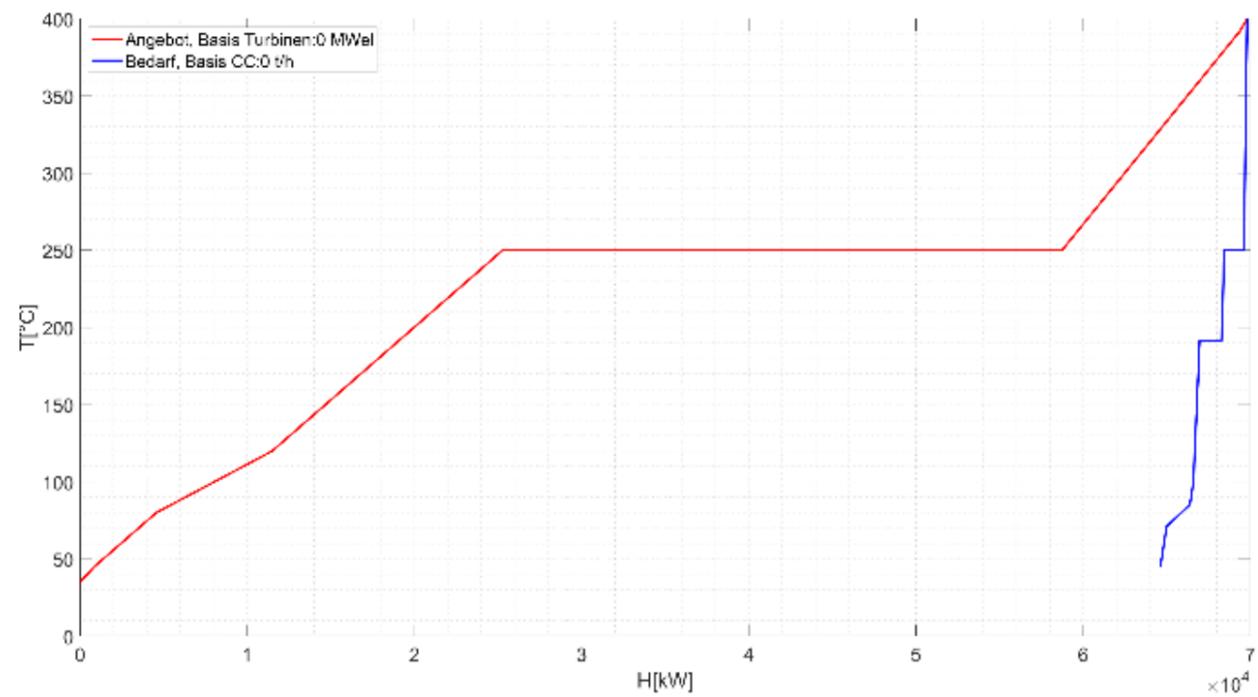
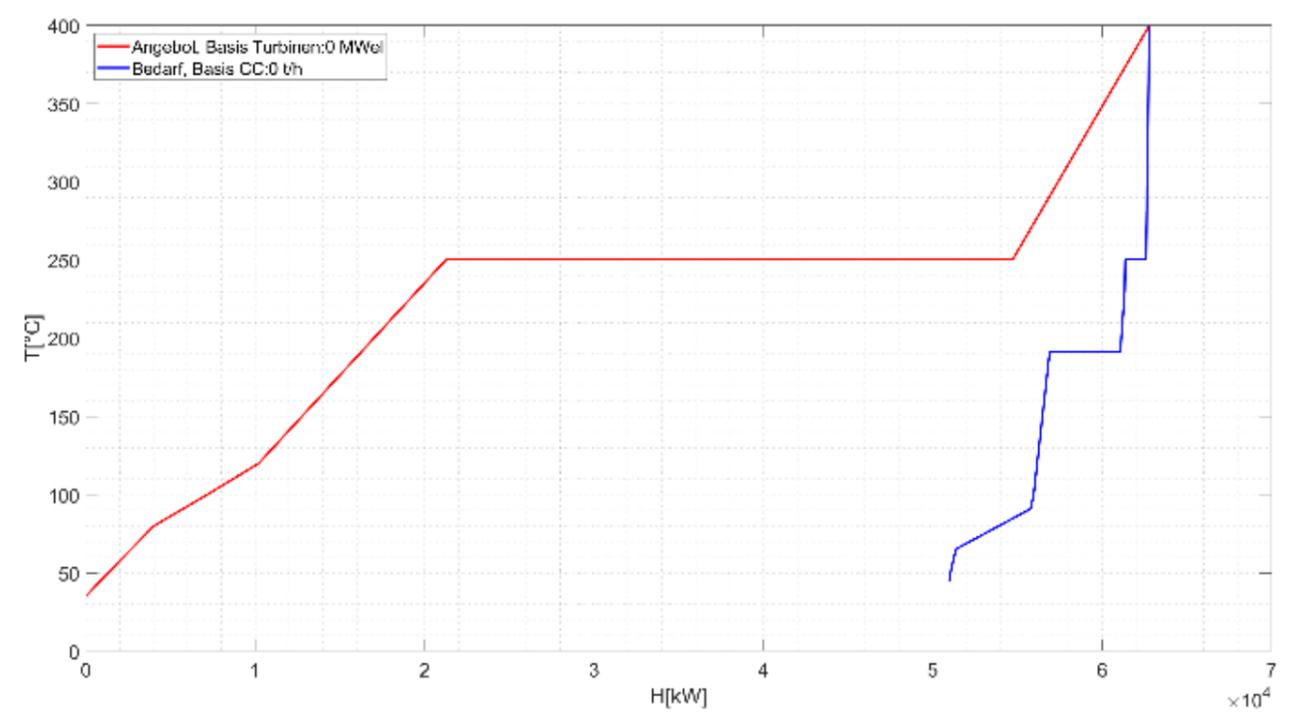
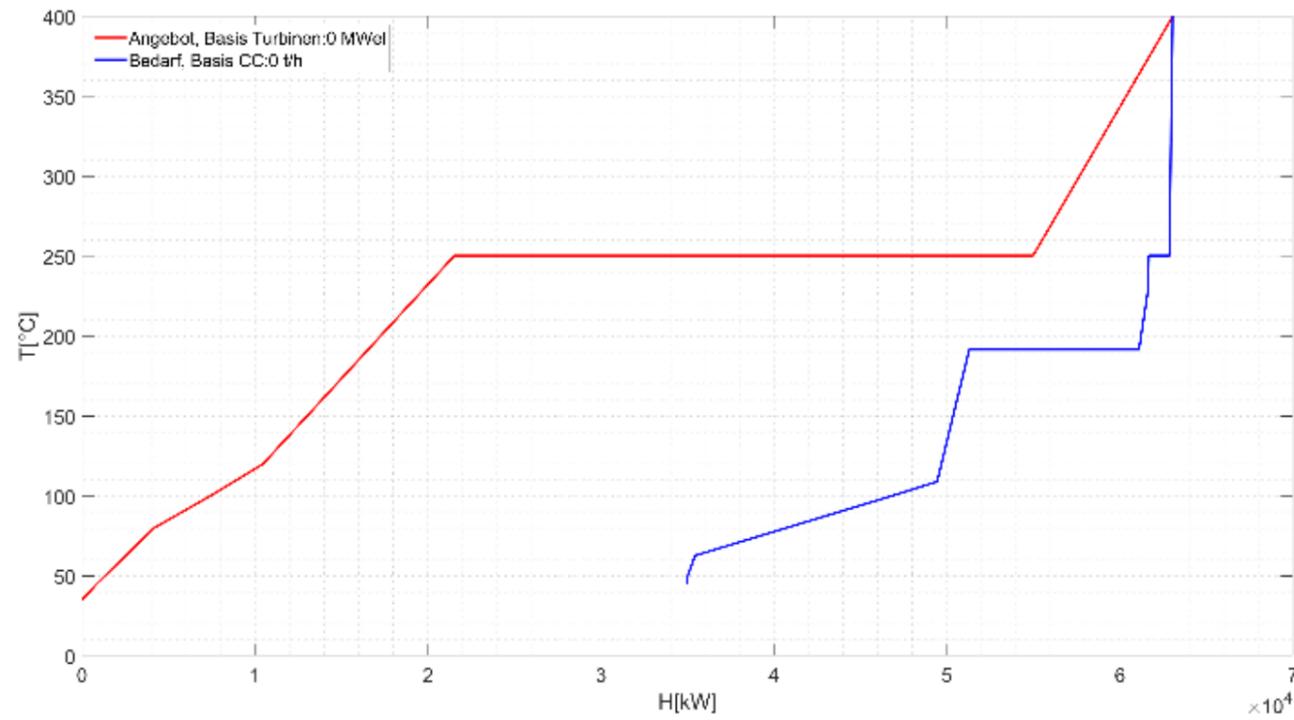


Abbildung 20: Ausgangslage Wärmeangebot (Abwärme) und Wärmebedarf (Fernwärme und interner Dampfbedarf) während unterschiedlichen Jahreszeiten **ohne** zusätzliche Stromproduktion und den Fernwärmebedarfen zum entsprechenden Zeitpunkt.

Oben Links: 01.02.22 06.00 Uhr, Oben Rechts: 01.05.22 06.00 Uhr

Unten Links: 01.08.22 06.00 Uhr, Unten Rechts.: 01.11.22 06.00 Uhr

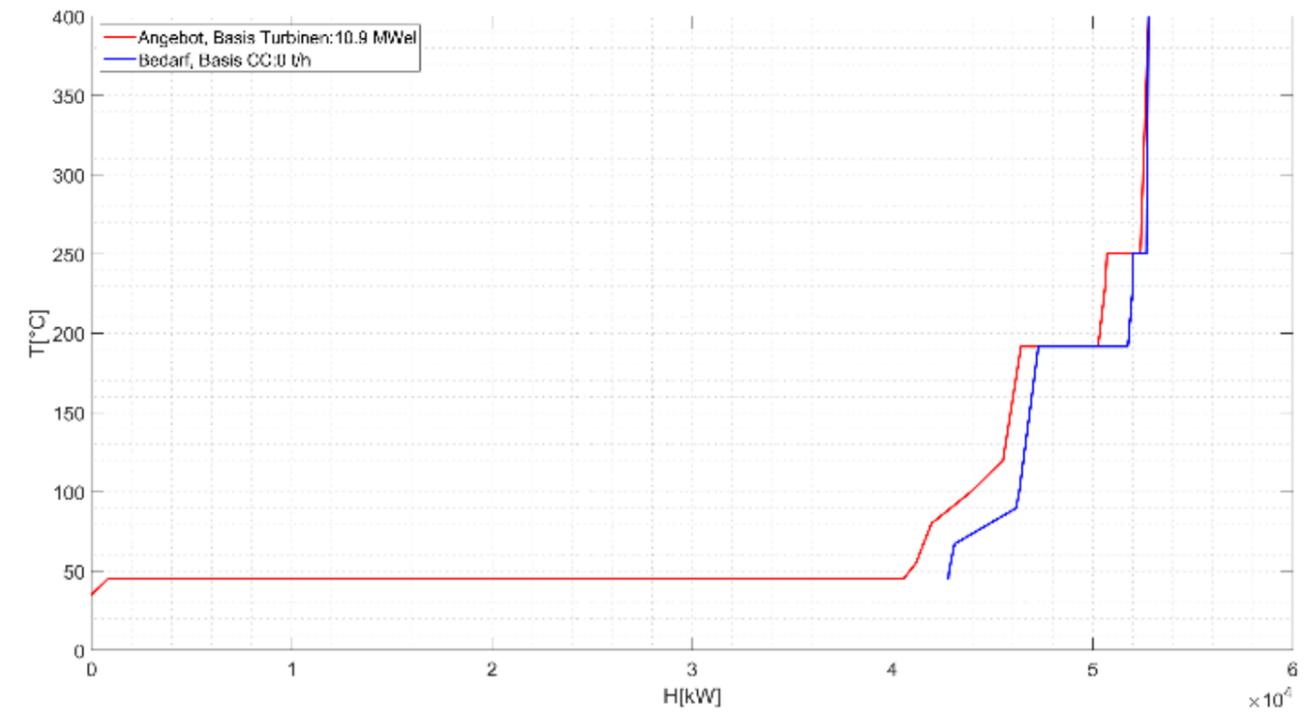
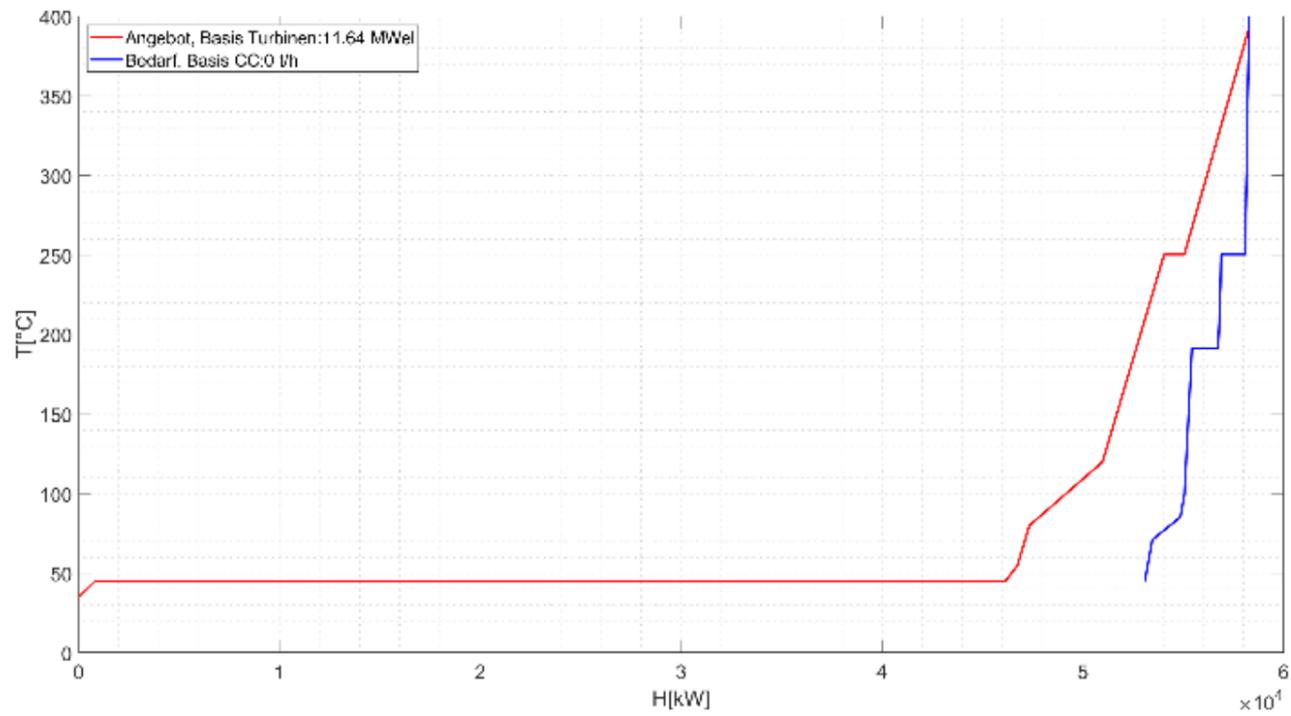
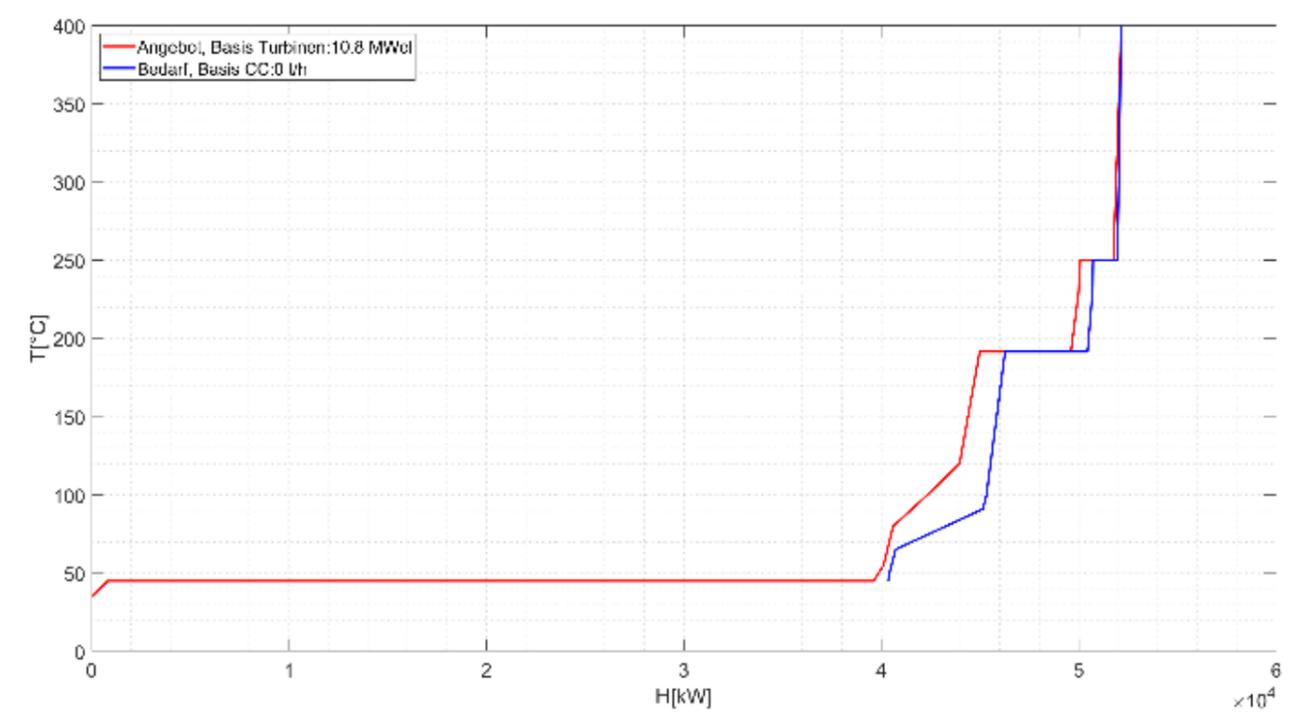
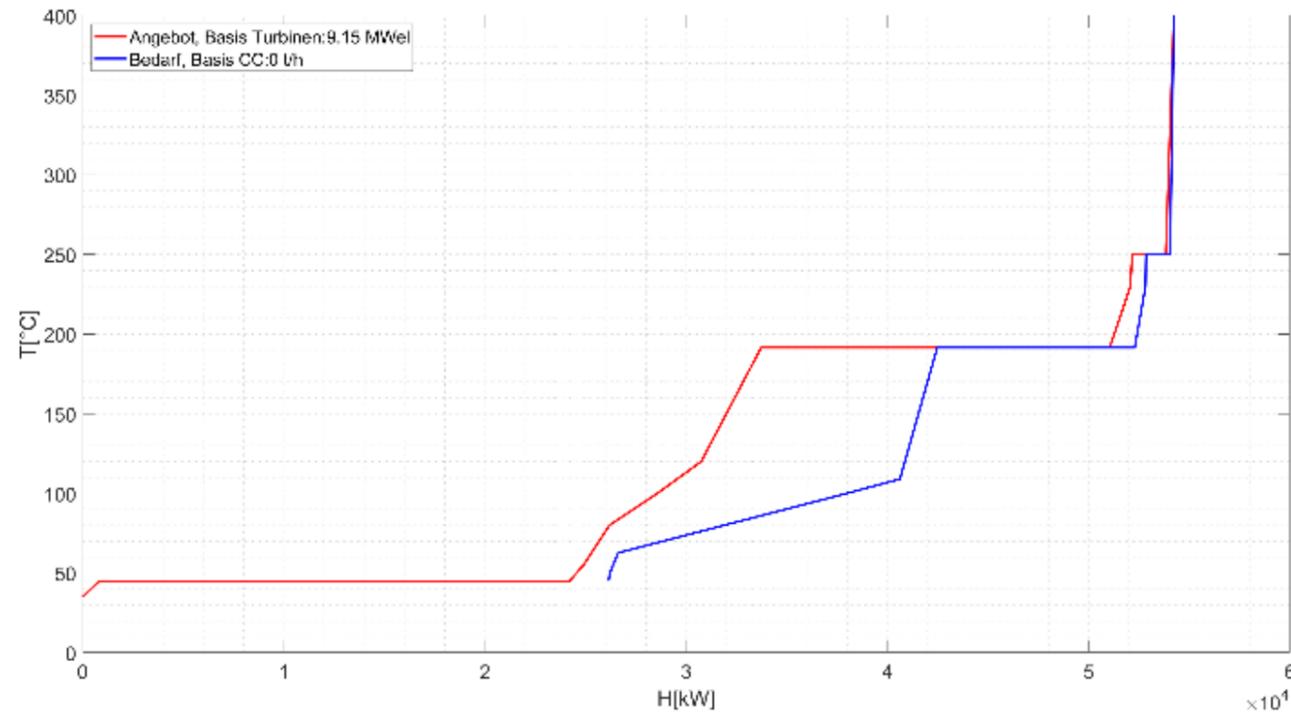


Abbildung 21: Wärmeangebot (rot) und Bedarf (blau) während unterschiedlichen Jahreszeiten bei gleichzeitig **maximaler Stromgeneration** bei gleichzeitiger Bedienung der Fernwärmesysteme **ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung**.

Oben Links: 01.02.22 06.00 Uhr, Oben Rechts: 01.05.22 06.00 Uhr

Unten Links: 01.08.22 06.00 Uhr, Unten Rechts.: 01.11.22 06.00 Uhr

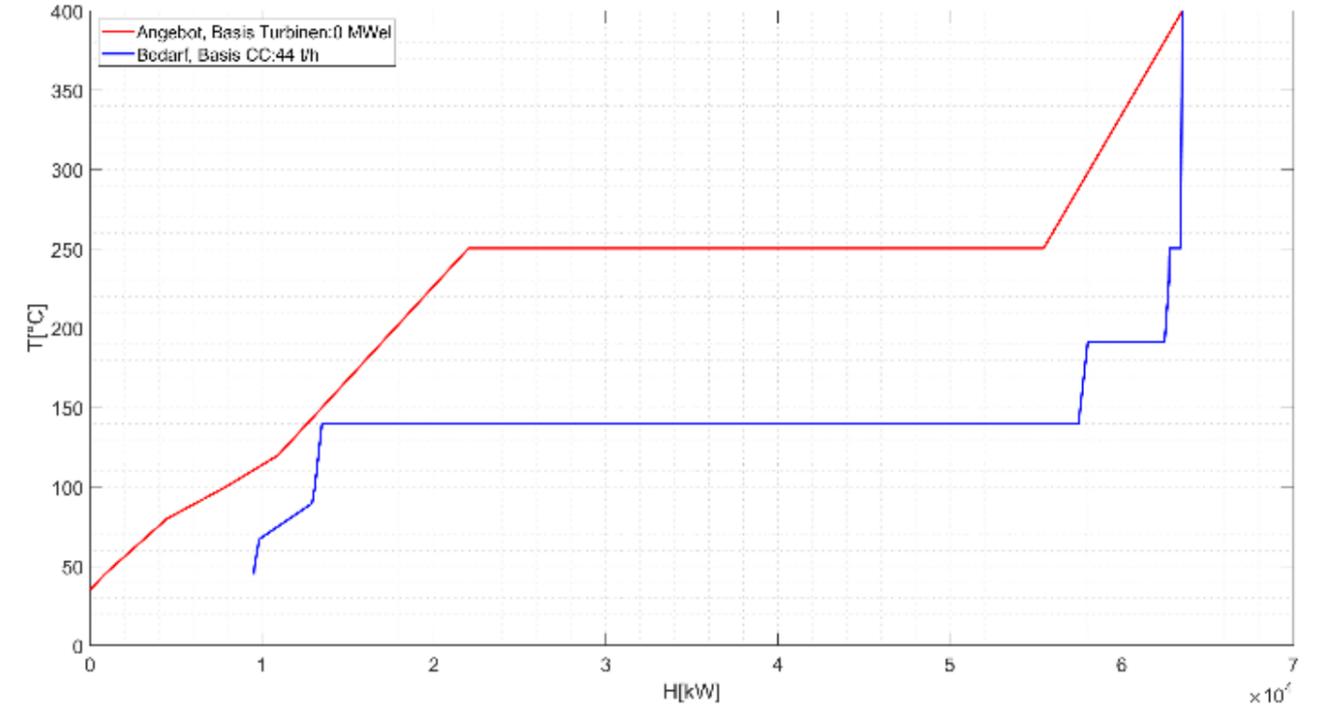
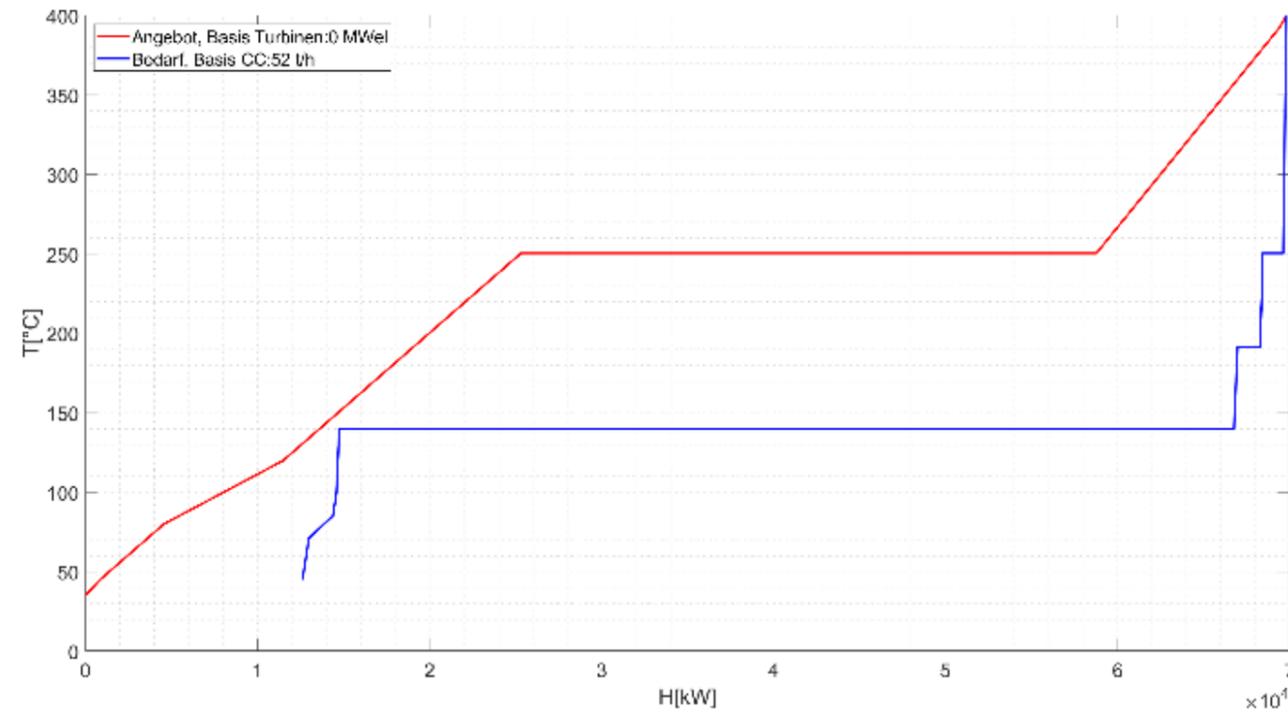
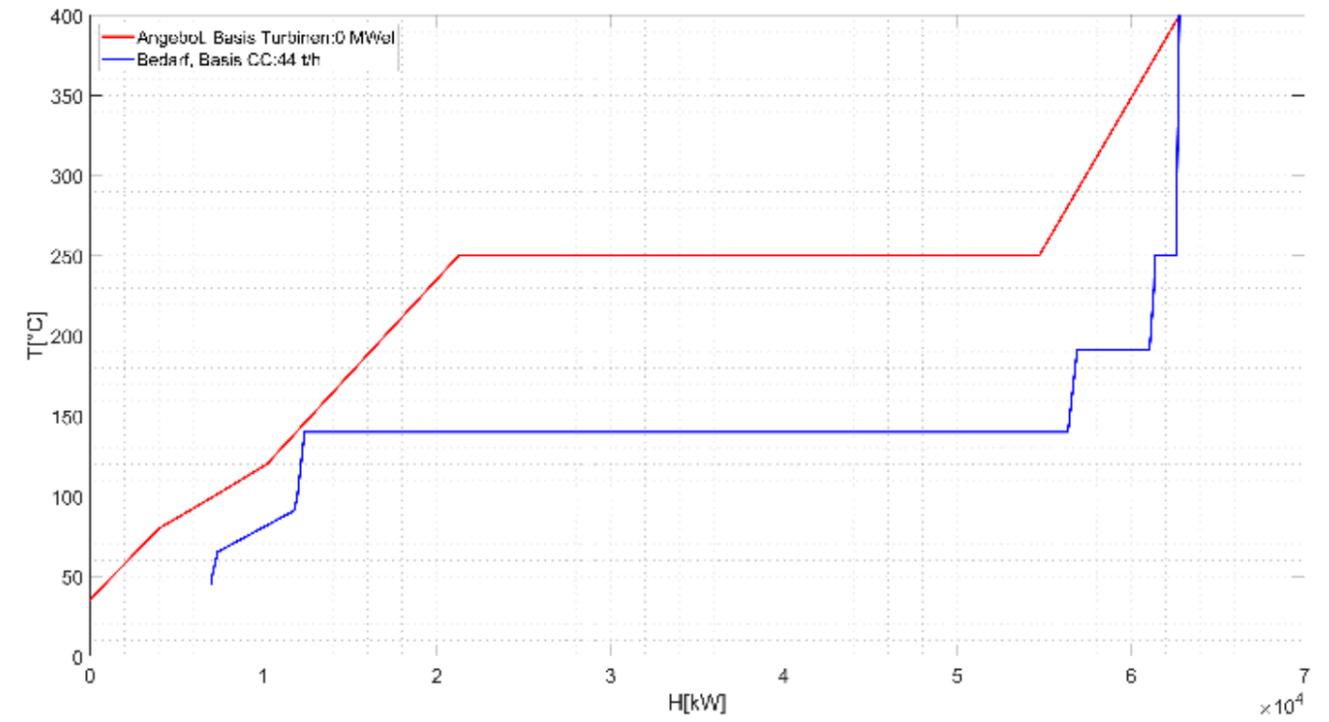
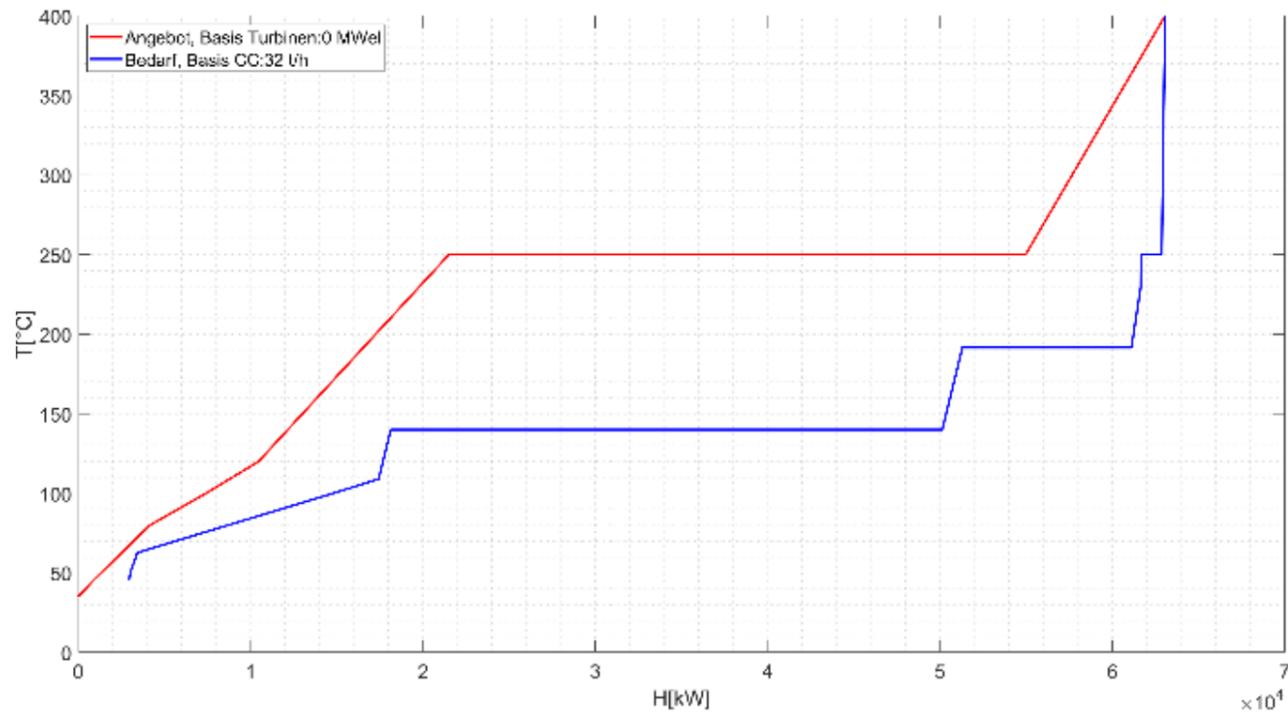


Abbildung 22: Wärmeangebot (rot) und Bedarf (blau) während unterschiedlichen Jahreszeiten **ohne Stromgeneration** bei gleichzeitiger Fernwärmebedienug und **maximaler CO<sub>2</sub>-Abscheidung**.

Oben Links: 01.02.22 06.00 Uhr, Oben Rechts: 01.05.22 06.00 Uhr  
Unten Links: 01.08.22 06.00 Uhr, Unten Rechts.: 01.11.22 06.00 Uhr

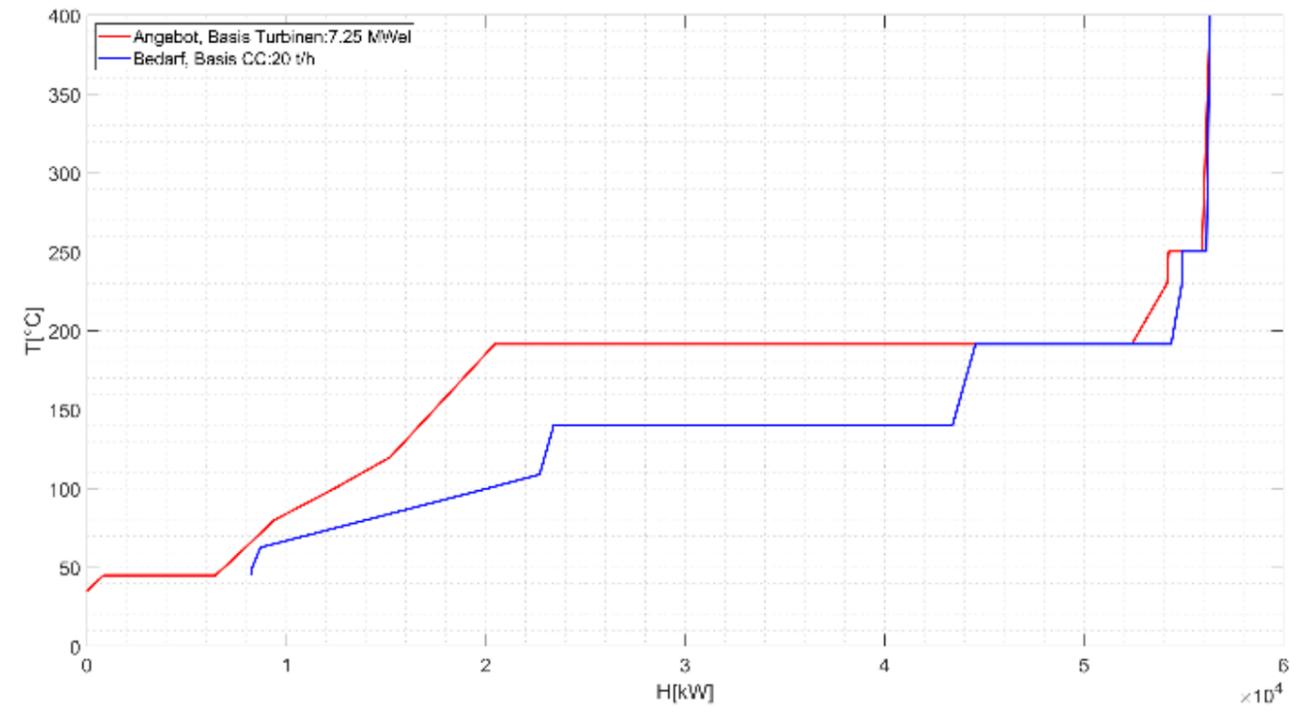
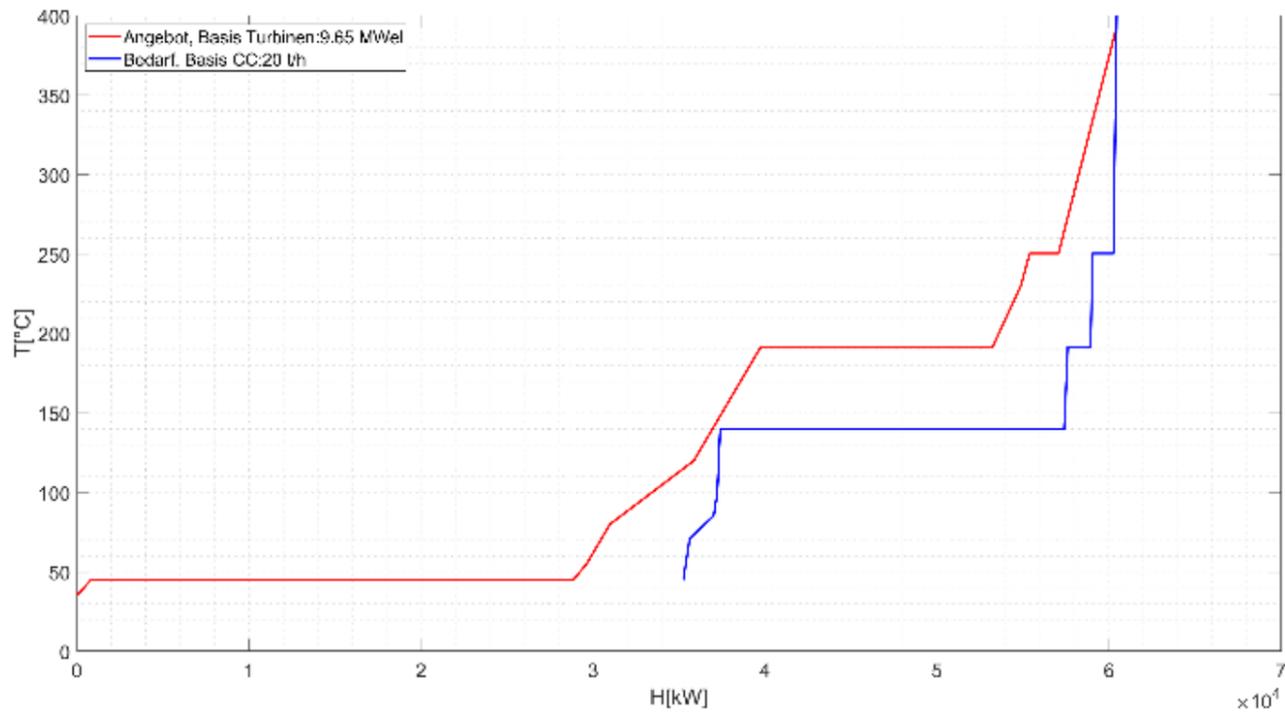
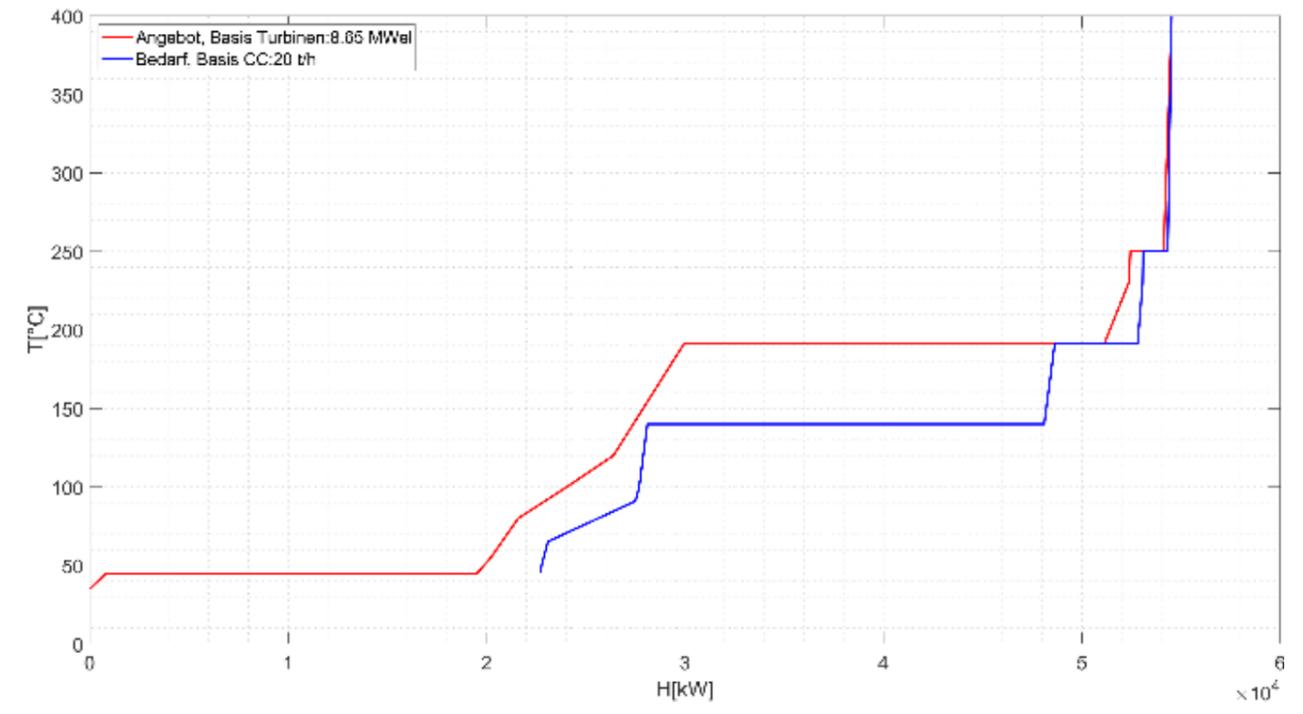
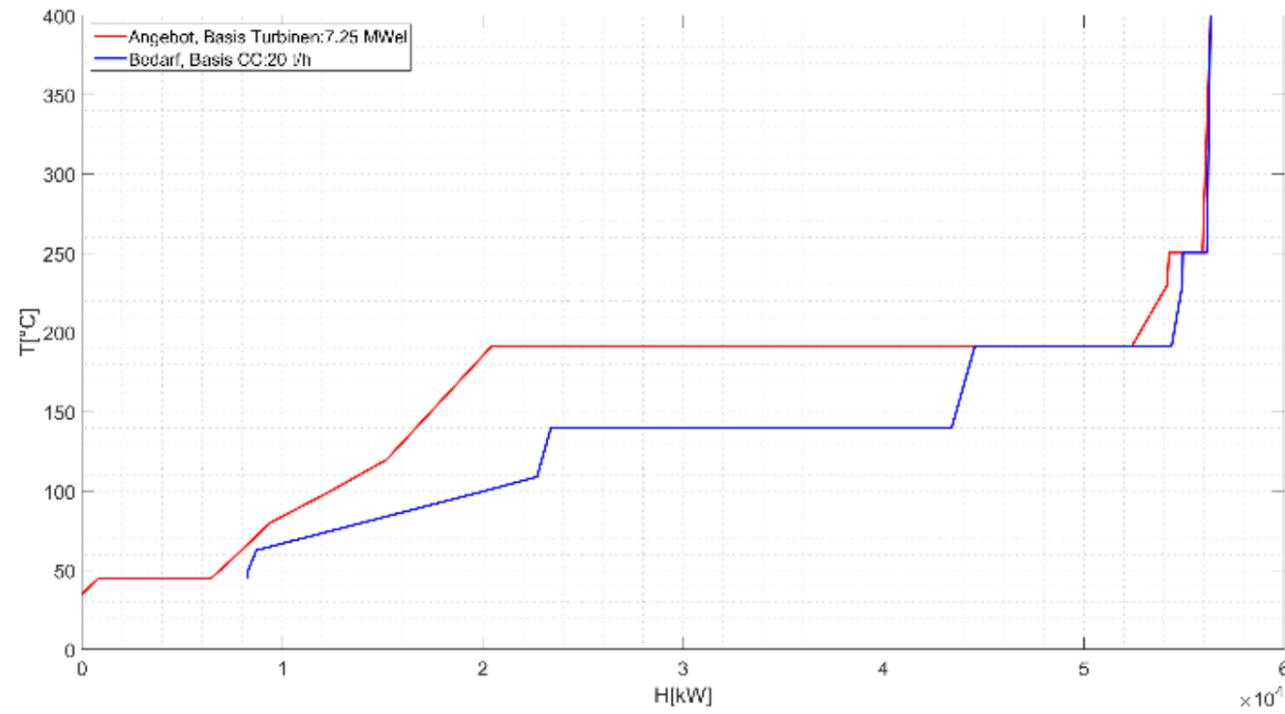


Abbildung 23: Wärmeangebot (rot) und Bedarf (blau) während unterschiedlichen Jahreszeiten bei einer – übers Jahr hinweg – konstanter CO<sub>2</sub>-Abscheidung von 20 t/h (160 kT/a), Bedienung der Fernwärmesysteme und variabler Stromgeneration.  
Oben Links: 01.02.22 06.00 Uhr, Oben Rechts: 01.05.22 06.00 Uhr  
Unten Links: 01.08.22 06.00 Uhr, Unten Rechts.: 01.11.22 06.00 Uhr

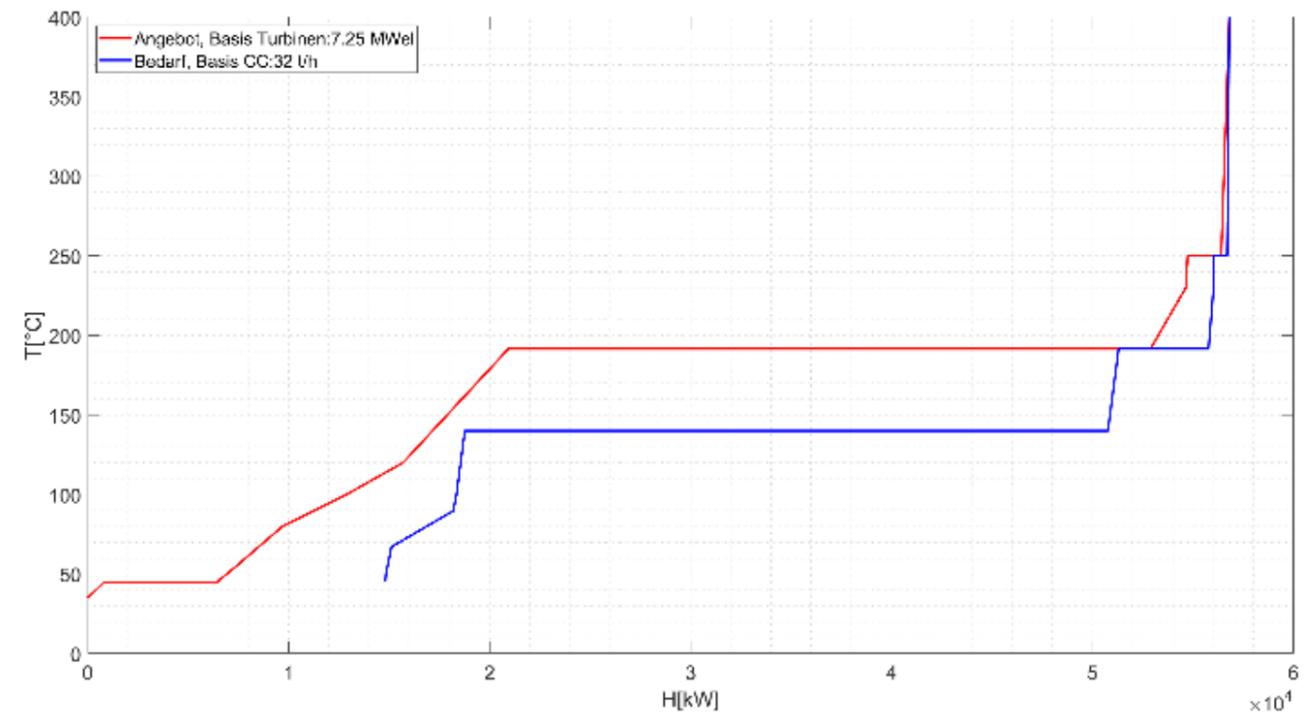
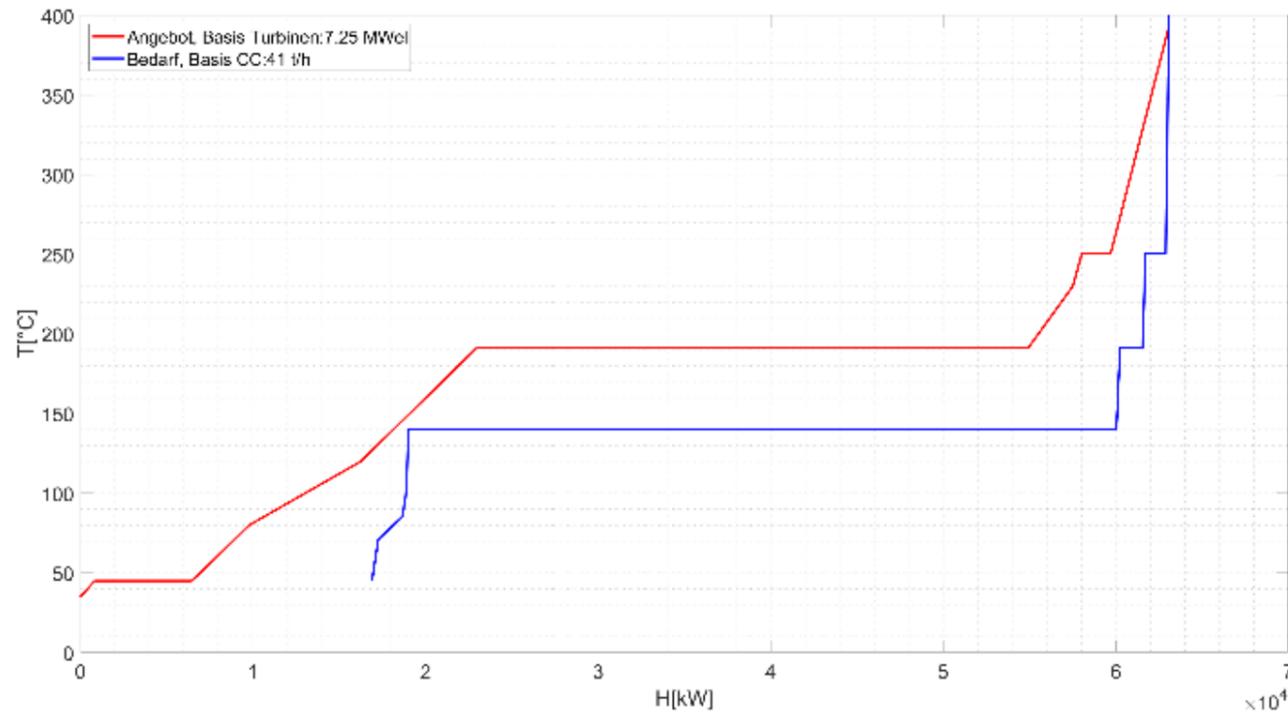
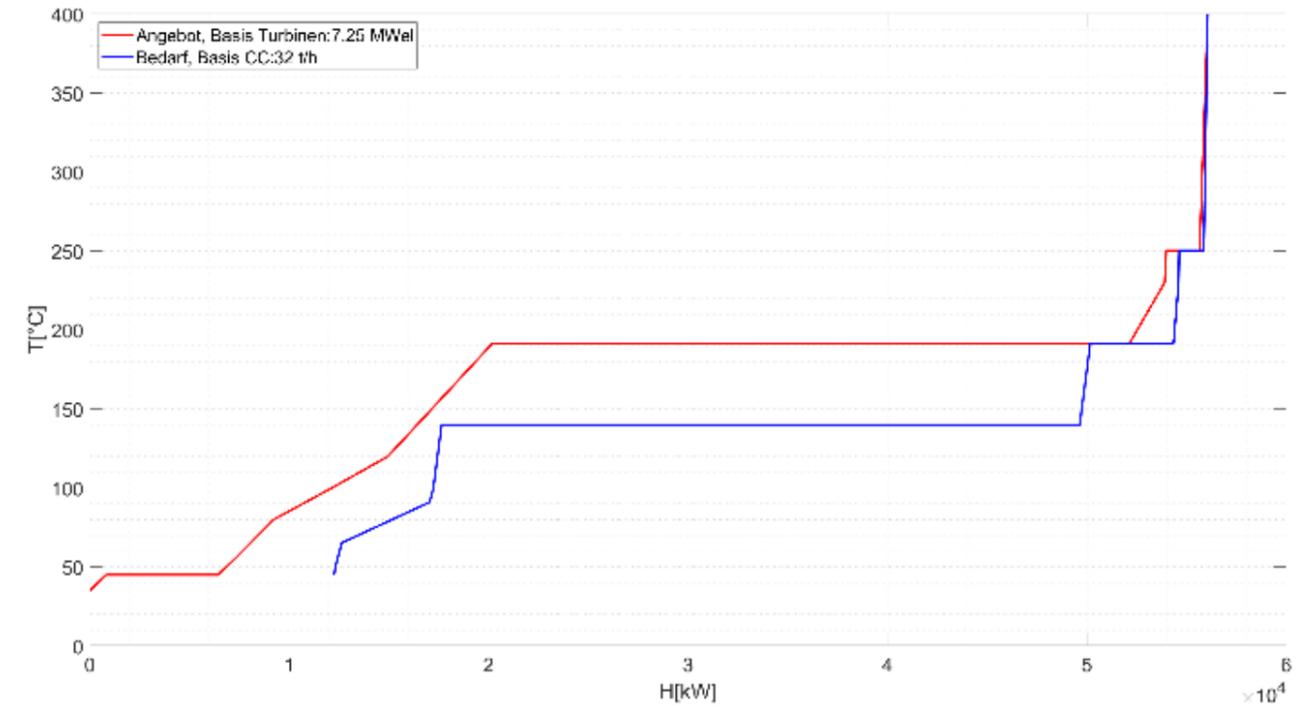
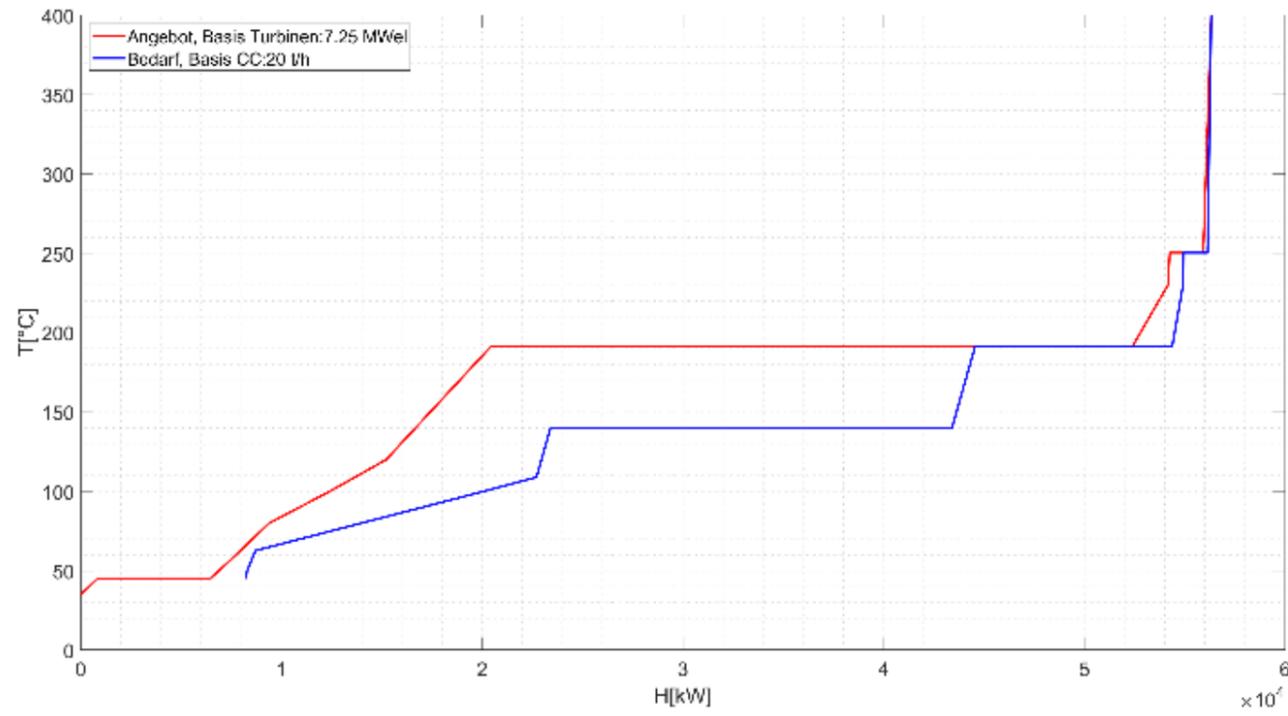


Abbildung 24: Wärmeangebot (rot) und Bedarf (blau) während unterschiedlichen Jahreszeiten bei einer – übers Jahr hinweg – konstanter Stromgeneration von 7.25 MW<sub>el</sub> und Bedienung der Fernwärmesysteme. Die übrige Restwärme wird für eine variabel geführte CO<sub>2</sub>-Abscheidung genutzt.  
 Oben Links: 01.02.22 06.00 Uhr, Oben Rechts: 01.05.22 06.00 Uhr  
 Unten Links: 01.08.22 06.00 Uhr, Unten Rechts.: 01.11.22 06.00 Uhr