

Empa
Überlandstrasse 129
CH-8600 Dübendorf
T +41 58 765 11 11
F +41 58 765 11 22
www.empa.ch

Dr. Georg Thomann
Amt für Natur und Umwelt
Ringstrasse 10
7001 Chur

Projekt Netto-Null Rheintal 2050: Die wichtigsten Resultate

Auftraggeber: Amt für Natur und Umwelt
des Kantons Graubünden

Autoren: Dr. Robin Mutschler, Arijit
Upadhyay,
Dr. Binod Koirala, Dr. Michel Obrist,
Dr. Natasa Vulic, Esbern Jakobsen,
Dr. Dennis Beermann, Dr. Barton Chen,
Prof. Matthias Sulzer

Datum: 26.08.2024

Leiter des Berichts:
Dr. Robin Mutschler
robin.mutschler@empa.ch

Abteilungsleiter Urban Energy Systems Lab
(UESL):
Dr. Georgios Mavromatidis
georgios.mavromatidis@empa.ch

Zusammenfassung

Ausgangslage

Mit dem Aktionsplan Green Deal Graubünden (AGD) soll der Kanton Graubünden bis ins Jahr 2050 Netto-Null CO₂-Emissionen erreichen. Für eine Pilotstudie wurde das Bündner Rheintal ausgewählt, um die sektorübergreifende Umsetzung dieses Ziels zu analysieren. Dabei wurden die Bedürfnisse und Möglichkeiten der teils CO₂-intensiven Industrie und der Siedlungsräume in einem integralen Energiesystem-Modell des Bündner Rheintals evaluiert. Um Entscheidungsträger zusammenzubringen, wurde der Runde Tisch "Energiesystem Bündner Rheintal 2050" vom Amt für Natur und Umwelt Graubünden (ANU) initiiert. Beteiligte Partner neben dem ANU waren: Axpo Tegra, EMS-CHEMIE, GEVAG, Holcim, IBC, rhienergie, REPOWER und das Amt für Energie und Verkehr (AEV) des Kantons Graubünden. Die Empa wurde beauftragt, eine wissenschaftliche Analyse des Energiesystems "Rheintal" zu erstellen, um faktenbasierte Entscheidungen für die Umsetzung des AGD zu ermöglichen. Das Projekt wurde vom ANU koordiniert. Ziel war es, darzustellen, wie das Rheintal das Netto-Null-CO₂-Emissionsziel bis 2050 mit maximaler Kosteneffizienz erreichen kann.

Energiesystem-Modell und Lösungsfindung

Die Empa erstellte ein Sektor gekoppeltes, räumlich aufgelöstes Multi-Energiesystemmodell, um die kostenoptimale Konfiguration des Energiesystems "Rheintal" in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2050 zu ermitteln¹. Die räumliche Auflösung umfasst sieben Energiebilanz-Zonen, sogenannte "Hubs", die durch Strom- und Fernwärmenetze verbunden sind. Das Modell wurde in enger Zusammenarbeit mit den Partnern des Runden Tisches aufgebaut, und mit der Situation heute als Referenzsystem kalibriert und validiert.

Resultate

Die Analyse der Empa zeigt:

- Das Netto-Null-Ziel kann bis 2050 durch die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitäts-Sektors sowie durch CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) erreicht werden.
- Die annualisierten Systemkosten für den Aufbau und Betrieb des Energiesystems "Rheintal" könnten im Vergleich zum heutigen Referenzsystem im besten Fall bis 2050 um 30 % sinken.
- Der Ausbau der Fernwärme erhöht die Effizienz und Resilienz des Energiesystems und entlastet das Elektrizitäts-Netz.
- Wasserstoff, synthetisches Methan, Biogas und Geothermie spielen im Energiesystem "Rheintal" 2050 eine wichtige Rolle. Sie können das Elektrizitätsnetz entlasten und tragen zur Diversifizierung der Energieversorgung - vor allem im Winter - bei.
- Gebäudesanierungen und die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors tragen dank Effizienzgewinnen zu einer Reduktion des Gesamtenergiebedarfs um bis zu 25 % bei.

Im Folgenden werden die Methodik zum Aufbau des Energiesystems, Resultate, Schlussfolgerungen sowie die nächsten Schritte beschrieben.

¹ Mixed Integer Linear Programming (MILP) wurde angewendet um das mathematische Modell zu erstellen, mit welchem optimale Lösungen nach verschiedenen Kriterien gefunden werden können. Dazu wurde der Gurobi Solver genutzt.

Ausgangslage

Auftrag

Der Runde Tisch, bestehend aus dem Initiant Amt für Natur und Umwelt Graubünden (ANU) und den Partnern Axpo Tegra, Ems Chemie, GEVAG, Holcim, IBC, rhienergie, REPOWER und dem Amt für Energie und Verkehr (AEV) des Kantons Graubünden, hat das Labor für Urbane Energiesysteme der Empa mit folgenden Arbeiten beauftragt:

1. **Aufbau eines räumlich und zeitlich aufgelösten Modells des Energiesystems Bündner Rheintal (ESR) für den Referenzzustand² und das Jahr 2050 unter Einbezug der Partner und deren Entwicklungsperspektiven**
2. **Identifizieren einer ganzheitlichen Lösung, welche das gesetzte Netto-Null Emissionsziel 2050 im Bündner Rheintal kostenminimal erreicht.**

Das Projekt wurde vom Amt für Natur und Umwelt (ANU) des Kantons Graubünden geleitet. Abbildung 1 zeigt die Partner des Runden Tisches für das Projekt Netto-Null Rheintal 2050.



Abbildung 1: Die Partner des Runden Tisches. Das Amt für Natur und Umwelt (ANU) leitete das Projekt.

CO₂ Emissionen

Das ESR emittiert heute rund 839 kt CO₂ aus fossilem und geogenem³ Ursprung pro Jahr (Abbildung 2). Bei einer Bevölkerung von etwa 80'000 entspricht dies einer pro Kopf Emission von 10.5 t CO₂ pro Jahr. Demgegenüber steht der Schweizer Durchschnitt von 4 t CO₂ pro Kopf und Jahr. Die CO₂ Emissionen im Rheintal sind somit im gesamtschweizerischen Vergleich überdurchschnittlich hoch. Von den 839 kt CO₂ fossilen und geogenen Emissionen entstammt rund die Hälfte aus dem Zementwerk in Untervaz. Insgesamt sind die Grossbetriebe für 63% der CO₂ Emissionen im Rheintal verantwortlich. Emissionen aus dem Gebäude- und Mobilitätssektor machen rund 37% der Emissionen im Rheintal aus. Zusätzlich werden 324 kt CO₂ biogenen⁴ Ursprungs, die vor allem durch das Holzkraftwerk Tegra und die GEVAG emittiert. Das biogene CO₂ zählt nicht als klimawirksame Emissionen, sondern ist im natürlichen Kohlenstoff-Kreislauf klimaneutral.

² Der Referenzzustand (Auch REF genannt) des ESR beschreibt einen Zustand der dem "heutigen" Zustand entspricht. Der "heutige" Zustand des Modells basiert auf historischen Daten sowie den Entwicklungsperspektiven der Partner, welche innerhalb von wenigen Jahren umgesetzt werden. Der Ausbau der Fernwärme der GEVAG wurde folglich bereits im Referenzzustand abgebildet, obwohl die Umsetzung erst im Gange ist (Stand Juli 2024).

³ Geogene CO₂-Emissionen aus Zementwerken entstehen hauptsächlich durch die Kalzinierung von Kalkstein, einem notwendigen Prozessschritt in der Klinkerherstellung.

⁴ Biogenes CO₂ entsteht in Kehrlichtverbrennungsanlagen und Holzheizkraftwerken durch die Verbrennung organischer Materialien.

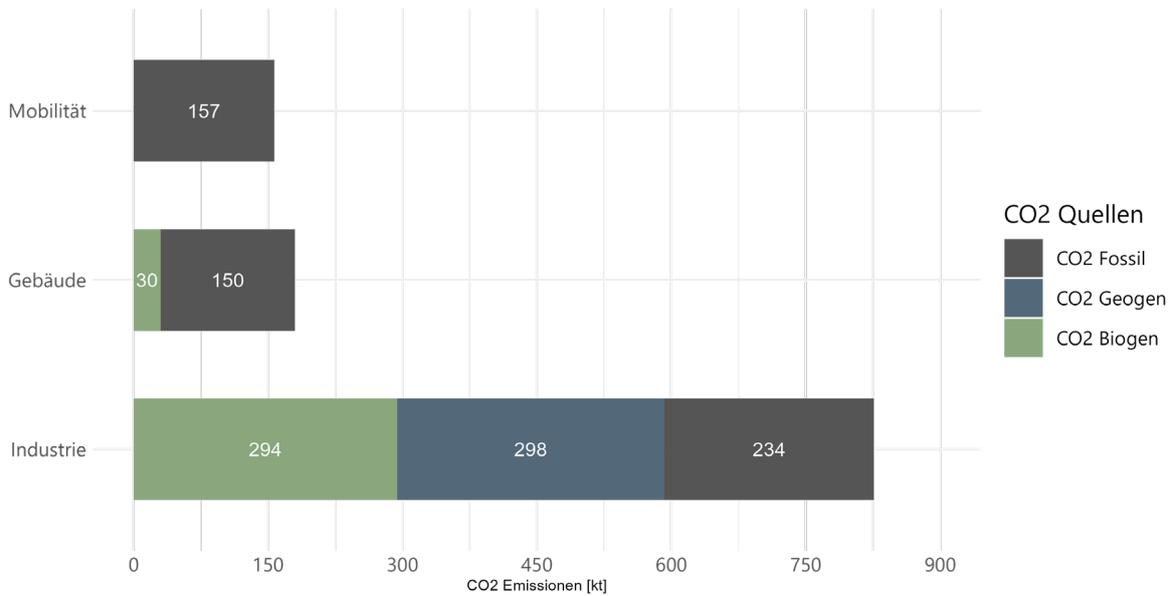


Abbildung 2: 63% der fossilen und geogenen CO₂ Emissionen werden im Bündner Rheintal durch Grossbetriebe (Industrie) verursacht. 37% entstammen der Mobilität und den Gebäuden.

CO₂ Abscheidung

Unter der Annahme, dass das Zementwerk in Untervaz und die KVA in Trimmis im Rheintal ansässig bleiben, kann das Netto-Null Ziel im Rheintal nicht ohne CO₂ Abscheidung und Speicherung (CCS⁵) erreicht werden. Daher ist es essenziell, CO₂ Abscheidetechnologien ins ESR einzubinden. Basierend auf (Berry and Menmuir, 2022) und (Zanco et al., 2021) und in engem Austausch mit dem CO₂ Kompetenzzentrum in Niederurnen (ZAR) wurden die Aminwäsche und der Hot-Potassium Carbonate (HPC) Prozess als mögliche CO₂ Abscheidetechnologien für das ESR ausgewählt und parametrisiert. Die HPC-Technologie benötigt vor allem Strom für den Betrieb, während die Aminwäsche Hochtemperaturwärme benötigt (60 °C – 120 °C; bezüglich Temperaturniveau vergleiche Abschnitt „Fernwärme“). Abbildung 3 zeigt den erwarteten Energiebedarf für die CO₂ -Abscheidung bei den jeweiligen Verursachern je nach verwendeter Abscheidetechnologie. Welche Technologie – respektive welche Kombination von Technologien an den drei möglichen Standorten zu der kostenoptimalen Netto-Null-Lösung beiträgt, wird vom Lösungsalgorithmus im Kontext des gesamten ESR ermittelt.

⁵ CCS steht für Carbon Capture and Storage

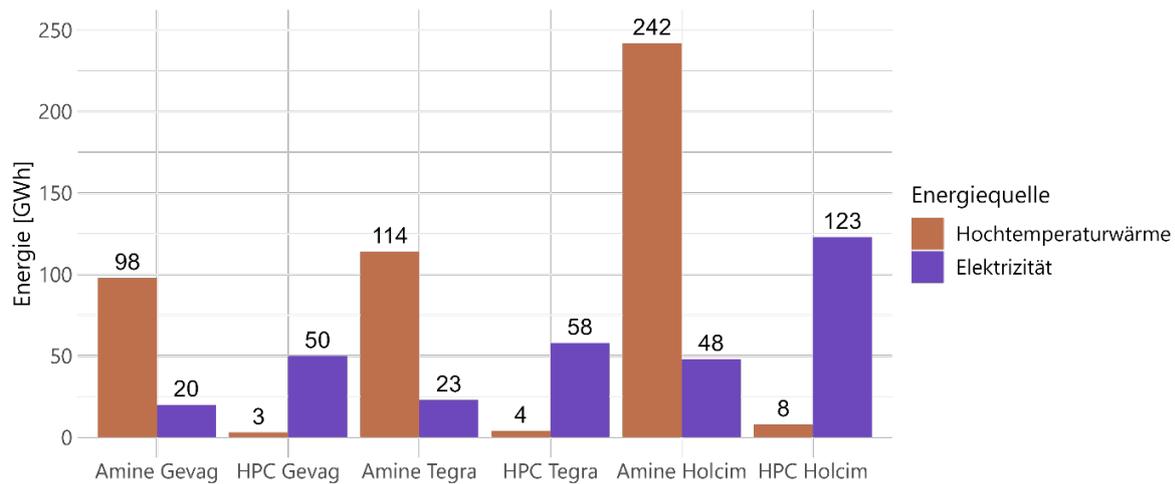


Abbildung 3 Energiebedarf für die CO₂ Abscheidung pro Grossbetrieb, falls die gesamte Menge des im Jahr 2050 zu erwartenden CO₂ Ausstosses (geogen, biogen & fossil) pro Anlage mittels Aminwäsche (Amine) oder HPC abgeschieden wird. Die Aminwäsche Technologie benötigt v.a. Hochtemperaturwärme für den Betrieb während die HPC Technologie v.a. Elektrizität benötigt.

Freie Abwärme

Abwärme aus den Grossbetrieben kann für Fernwärme und weitere Anwendungen -wie in Zukunft die CO₂ Abscheidung- genutzt werden. Die verfügbare Abwärme der Grossbetriebe wurde detailliert analysiert und dokumentiert. Bei der verfügbaren Abwärme unterscheiden wir zwischen heute bereits durch Fernwärme verwerteter Abwärme und noch freier Abwärme, welche momentan ungenutzt an die Umwelt abgegeben wird. Abbildung 4 zeigt qualitativ den Raumwärmebedarf sowie die freie (bisher ungenutzte) Abwärme der vier Grossbetriebe GEVAG, Holcim, Axpo Tegra und Ems-Chemie. Insgesamt stehen im Rheintal 548 GWh/a freie Niedertemperaturwärme, 49 GWh/a freie Hochtemperaturwärme und 35 GWh/a freie Prozesswärme zur potenziellen Nutzung zur Verfügung. Demgegenüber besteht ein Raumwärme -und Warmwasser Bedarf von 648 GWh/a. Die optimale Nutzung der Abwärme im Rheintal wird im Kontext des gesamten ESR ermittelt.

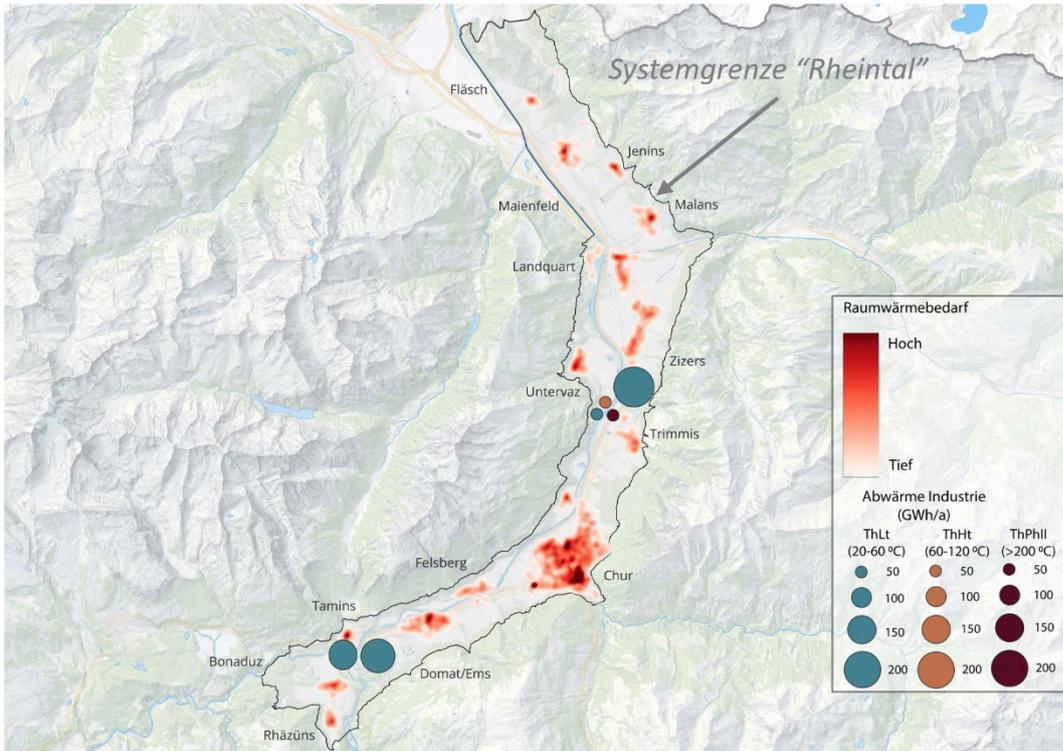


Abbildung 4: Die rot eingefärbten Flächen zeigen qualitativ den Raumwärmebedarf im Rheintal, welcher heute rund 550 GWh/a beträgt. Ebenfalls gezeigt ist die freie Abwärme der Grossbetriebe. Insgesamt stehen im Rheintal 548 GWh/a freie Niedertemperaturwärme, 49 GWh/a freie Hochtemperaturwärme und 35 GWh/a freie Prozesswärme zur potenziellen Nutzung zur Verfügung.

Methodisches Vorgehen

Aufbau des ESR Modells

Abstraktion des Energiesystems

Eine Abstraktion des ESR ist notwendig, um die Komplexität auf den notwendigen Detailgrad zu reduzieren, damit eine ganzheitliche Energieversorgungsstrategie auf regionaler Ebene gefunden werden kann. Die geografische Aufteilung des Rheintals (Abbildung 4) diente als Grundlage für die Aufteilung des Rheintals in sieben Energiebilanzzonen, sogenannten «Hubs». Bei den Hubs unterscheiden wir zwischen Siedlungsräumen und Grossbetrieben. Abbildung 5 zeigt die Hubs im ESR. Die Systemgrenze des ESR beschränkt sich auf den in Abbildung 4 gezeigten Perimeter von Fläsch bis Rhäzüns. Grosskraftwerke, welche an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, sind nicht Teil des ESR Modells (z.B. das Flusskraftwerk Reichenau oder die Windturbine Haldenstein).

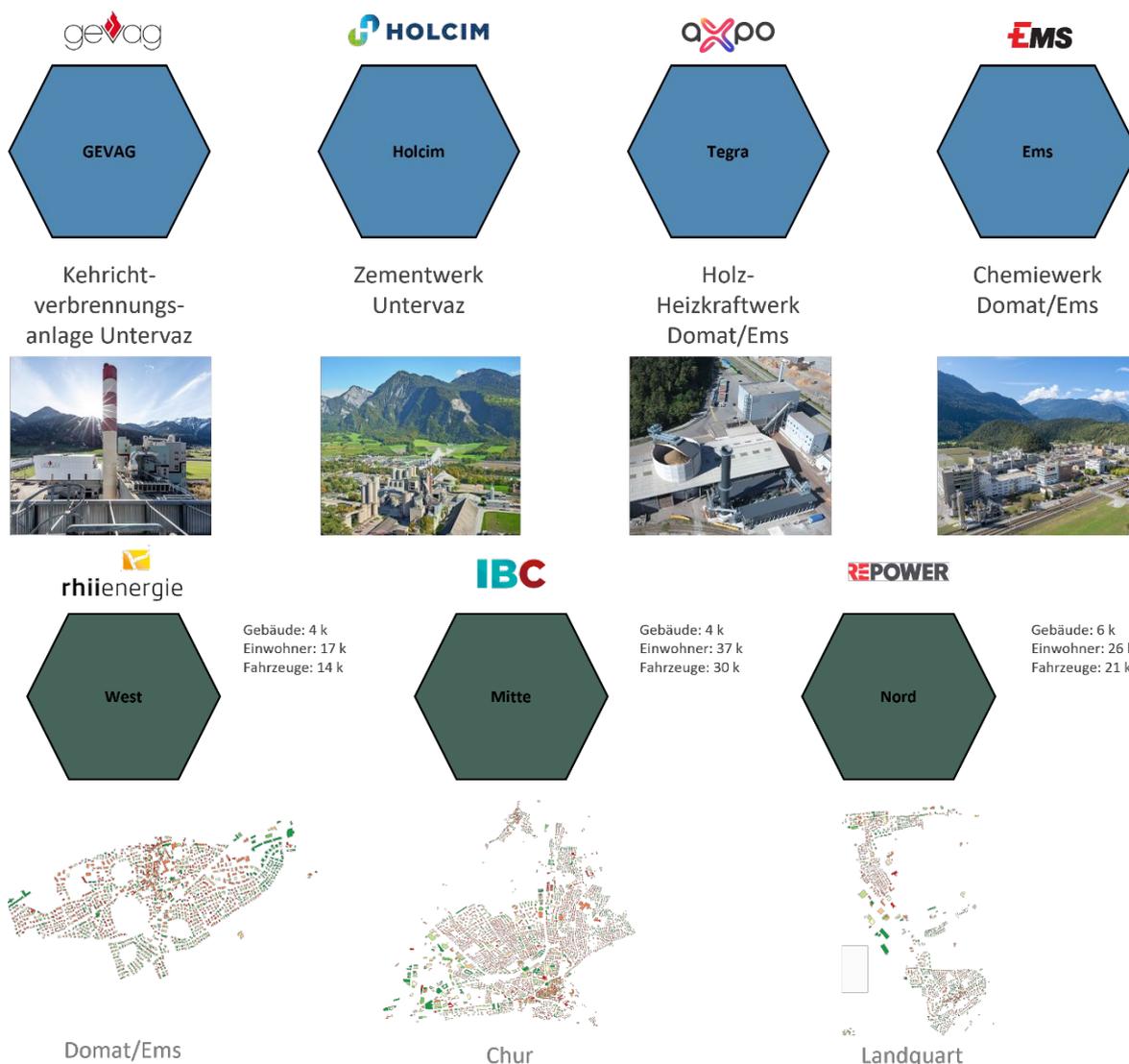


Abbildung 5: Abstraktion des Energiesystems «Rheintal» in sieben Energiebilanzzonen, sogenannten «Hubs». Die vier Grossbetriebe Hubs, GEVAG, Holcim, Tegra und Ems sind blau abgebildet. Die drei Siedlungsräume Hubs sind grün und nach der geografischen Lage im Rheintal benannt. Bei den Siedlungsräume Hubs ist jeweils repräsentativ der spezifische Wärmeenergiebedarf (Siehe Abbildung 7) der Hauptorte der Hubs

gezeigt. Ebenfalls ist die Anzahl der Gebäude, Einwohner und Fahrzeuge gegeben (in Tausend, z.B. 4k steht für 4000).

Stromnetz

Jeder Hub im ESR Modell ist separat an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen. Netznutzungskosten werden pro Hub berücksichtigt. Ein direkter Austausch von Elektrizität zwischen den Hubs findet nicht statt. Der Import von Elektrizität in das ESR ist im Szenario 1 nicht limitiert. Im Szenario 2 ist der Elektrizitätsimport auf 800 GWh/a limitiert (siehe Szenarien). Szenario 2 limitiert zusätzlich die stündliche Netznutzung (Strom Import / Export) auf $\pm 20\%$ verglichen mit der Energiemenge des Referenzmodells. Somit müssen zusätzliche Lastspitzen in Szenario 2 innerhalb der Hubs vermieden oder zum Beispiel durch Batterien ausgeglichen werden.

Fernwärme

Die Hubs sind im Modell durch bestehende und bis 2050 mögliche Fernwärmeleitungen verbunden. Die Fernwärme wird in fünf Temperaturniveaus aufgeteilt:

- Umgebungswärme: 0 °C – 20 °C
- Niedertemperaturwärme: 20 °C – 60 °C
- Hochtemperaturwärme: 60 °C – 120 °C
- Prozesswärme I: 120 °C – 200 °C
- Prozesswärme II: 200 °C – 230 °C

Abbildung 6 zeigt die bestehenden und möglichen Verbindung der Hubs durch Fernwärmenetze.

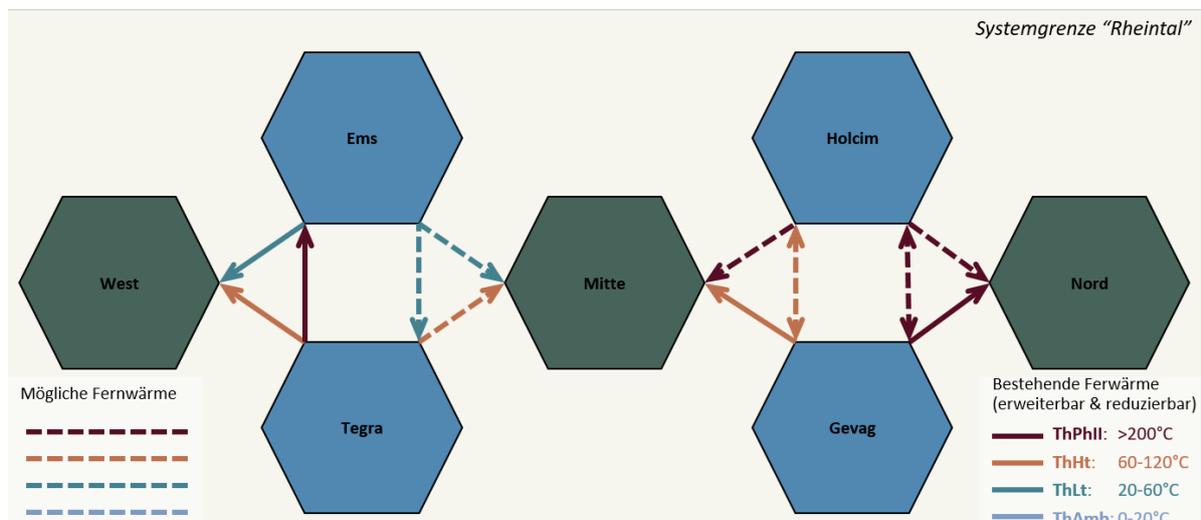


Abbildung 6: Verbindung der Hubs des Energiesystems «Rheintal» mittels bestehender (gezogene Linie) und zukünftig möglicher Fernwärmenetze (gestrichelte Linie).

Aufbau der Siedlungsräume Hubs

Der Energiebedarf der Gebäude wurde mittels geografischer Analysen (GIS), u.A. der des Gebäude- und Wohnungsregisters (GWR) sowie an der Empa entwickelten Gebäudesimulationen (i.e., CESAR-P) ermittelt (Orehounig et al., 2022). Dabei wurde jedes einzelne Gebäude erfasst und charakterisiert. Zu den wichtigsten Charakteristiken zählen der Gebäudetyp, das Gebäudealter, die Gebäudenutzung und die Klimazone, in welcher sich das Gebäude befindet (Eggimann et al., 2022). Mittels der kalibrierten Gebäudesimulation wird der Energiebedarf für Warmwasser, Gebäudewärme und -kälte sowie Elektrizität für jedes einzelne Gebäude ermittelt. Der Energiebedarf der Gebäude

wurde pro Hub aggregiert und die stündlichen Lastprofile dienen als Inputs in das ESR Modell, welches in der Empa Software ehubX⁶ modelliert wurde. Abbildung 7 zeigt repräsentativ den spezifischen, jährlichen Wärmeenergiebedarf der Stadt Chur.

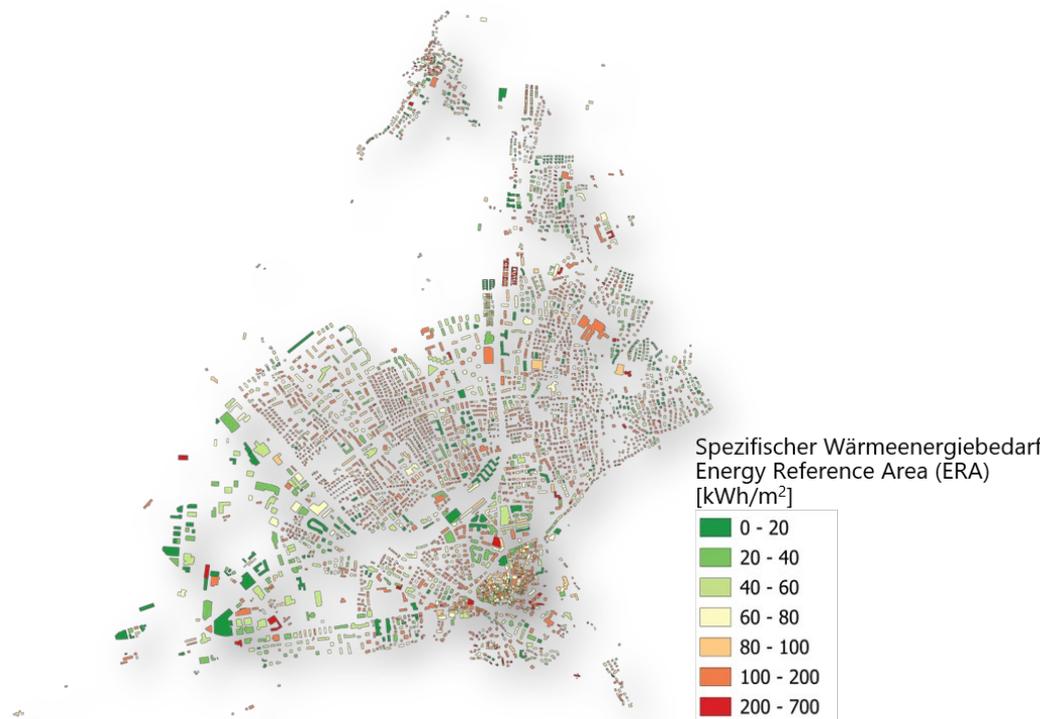


Abbildung 7: Spezifischer Wärmeenergiebedarf pro Gebäude in der Stadt Chur. Die Analyse aller Gebäude des Rheintals von Fläsch bis Rhäzüns ist eine der Grundlagen zum Aufbau des ESR.

Die Verteilung der heutigen Heizsysteme des ESR basiert u.a. auf dem kantonalen Feuerungskataster (FEUKO). Zusätzlich eingeflossen sind die Versorgung durch Gas und Fernwärme in der Stadt Chur und in Landquart, die vom ANU bewilligten Bohrungen für die Wärmebereitstellung mittels Erdwärme-Wärmepumpen sowie die seit 2017 durchs AEV geförderten Luft-Wasser-Wärmepumpen.

Die Verteilung der Heizsystem nach installierter Feuerwärmeleistung⁷ ist die folgende:

- 37% Gasheizungen (fossil)
- 32% Ölheizungen (fossil)
- 14% Wärmepumpen
- 8% Holzheizungen
- 7% Fernwärmeanschlüsse
- 2% elektrische Widerstandsheizungen

Die verfügbaren Datengrundlagen legen nahe, dass 69% der Gebäudeheizungen heute noch mit fossilen Brennstoffen betrieben werden.

Die Berechnungen der Empa zeigen, dass der jährliche Gebäudeenergiebedarf durch Renovation und Gebäudeersatz bis ins Jahr 2050 um bis zu 27 % reduziert werden kann.

⁶ ehubX ist eine Pyomo basierte Modellierungsumgebung für Mixed Integer Linear Programming.

⁷ Quelle der Daten: FEUKO und ANU

Die Sanierungsrate für das gesamte Rheintal wurde auf 2,7 % pro Jahr festgelegt, basierend auf einem Bericht des UESL für die Konferenz Kantonalen Energiefachstellen (EnFK)⁸. Die ohnehin durchgeführten Sanierungen betragen 1 % pro Jahr. Von diesen 1 % der sanierten Gebäude werden 40 % einer Vollsaniierung (Fenster, Dach, Wand und Boden) unterzogen. Weitere 20 % der Gebäude werden hinsichtlich Fenster, Wand und Dach saniert, während bei 40 % der Gebäude eine Sanierung von Fenster und Dach vorgenommen wird. Bei den zusätzlichen Sanierungen (alles, was über 1 % hinausgeht) wird angenommen, dass diese sich auf Fenster- und Dachsanierungen beschränken. Im Mobilitätssektor wird basierend auf einer Studie von EBP, welche dem ANU vorliegt, ein Elektrifizierungsgrad von 80 % für das Jahr 2050 angenommen. Insgesamt nimmt die Effizienz im Energiesystem durch die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektor, sowie durch die Gebäudesanierung zu (Abbildung 8).

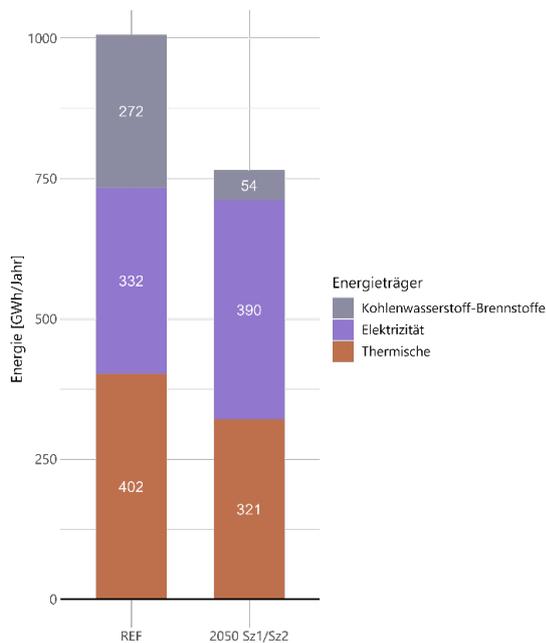


Abbildung 8: Der Endenergiebedarf des ESR im Jahr 2050 sinkt im Vergleich zu heute um rund 25%. Im Referenzsystem "REF" des ESR sind die Kohlenwasserstoff Brennstoffe wie Diesel, Benzin, Methan und Heizöl fossilen Ursprungs. Biogas ist ebenfalls ein Kohlenwasserstoff, jedoch nicht fossilen Ursprungs. Im Jahr 2050 wird ein Teil des verbleibenden Bedarfs an Kohlenwasserstoffen weiterhin durch fossile Brennstoffe (Diesel, Benzin, Heizöl) sowie durch synthetisches Methan sowie Biogas gedeckt.

Aufbau der Grossbetriebe Hubs

Die Modellierung der vier Grossbetriebe wurde in enger Zusammenarbeit mit den jeweiligen Partnern vorgenommen. Pro Grossbetrieb Hub wurden je zwei Modelle entwickelt: Eines, das den heutigen Zustand der Anlage abbildet (Referenzmodell), und eines, welches die Anlage – inklusiv aller möglicher Aus- und Umbauten – im Jahr 2050 repräsentiert. Abbildung 9 zeigt exemplarisch die Modell-Abbildung des Hubs GEVAG für den heutigen Zustand.

⁸ Die Sanierungsraten basieren auf einer nicht publizierten Studie, welche das UESL im Auftrag der Konferenz Kantonalen Energiefachstellen (EnFK) erstellt hat (Vulic et al., 2023).

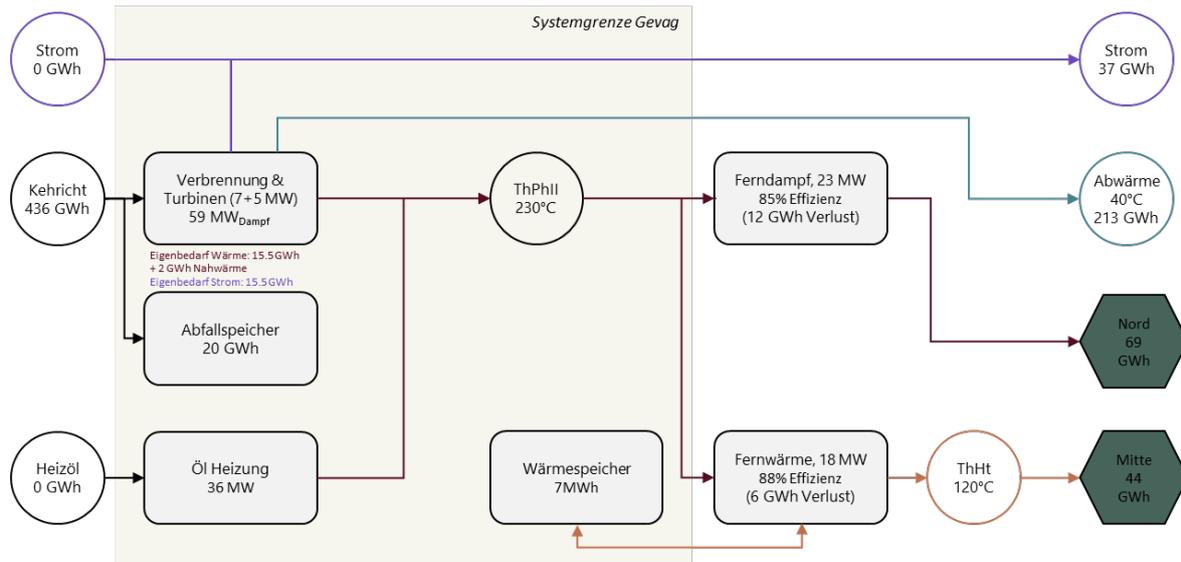


Abbildung 9: Modellabbildung des GEVAG Hubs im Referenzzustand. Die runden Elemente (bspw. «Strom») repräsentieren Energieträger, welche auch über die Systemgrenze des Rheintals in den Hub «GEVAG» importiert und exportiert werden könnten. Kehricht wird über die Systemgrenze des GEVAG Hubs -und teils auch über die Systemgrenze Rheintal importiert. Die rechteckigen Felder repräsentieren Umwandlungs- und Speichertechnologien. Die Hexagone stehen für Verbindungen zu anderen Hubs. Im Referenzzustand der GEVAG in naher Zukunft (REF+) sind keine Strom -oder Heizöl Importe notwendig

Lösungsfindung

Aus dem gesamten komplexen Lösungsraum, der alle möglichen (nicht-optimalen) Varianten für den zukünftigen Ausbau und Betrieb des ESR umfasst, wird mittels mathematischer Algorithmen (Mixed Integer Linear Programming, MILP) die kostenoptimale Lösung für das ESR ermittelt, welches das Netto-Null Ziel erreicht. Eine detaillierte Beschreibung zu der Berechnung der Systemkosten sowie den Lösungsmethoden findet sich in den Spotlights "Integrales Energiesystem-Modell" und "Systemkosten" der VSE Energiezukunft 2050 Studie⁹.

⁹ <https://www.strom.ch/de/energiezukunft-2050/download>, (Marti et al., 2022)

Szenarien

Szenariendefinition

Es wurden drei Szenarien und drei Sensitivitätsanalysen für die Modelle 2050 definiert, um die Auswirkungen verschiedener Entwicklungen auf das ESR möglichst umfangreich zu ermitteln.

Eine Übersicht der Szenarien und Sensitivitäten ist in Abbildung 10 gezeigt.

Die drei Szenarien lauten:

- **REF:** Repräsentatives Energiesystem, welches den **heutigen Zustand** (2018-2025) abbildet
- **2050 Sz1: Progressives** Szenario für 2050, welches einen schnellen Umbau des Schweizer Energiesystems berücksichtigt.
- **2050 Sz2: Restriktives** Szenario für 2050, welches den Import von Energie in das ESR limitiert.

Modellannahmen und Randbedingungen

Bevölkerung

- Die Bevölkerung im Rheintal bleibt konstant

Systemkosten

- Die Systemkosten beziehen sich auf die annualisierten Betriebs- und Wiederaufbaukosten.
- Die Systemkosten sind nominale Werte ohne die Inflation zu berücksichtigen (Ein Schweizer Franken (CHF) im REF Szenario entspricht somit einem CHF im Jahr 2050).
- Der WACC (Weighted Average Cost of Capital) für alle Technologien beträgt 5%.
- Die Technologie- und Energiekosten richten sich grösstenteils nach der Studie „VSE Energiezukunft 2050“.
- Für die Fernwärme-Infrastruktur werden fixe Investitionen (CAPEX) von 2'500 CHF/m angenommen. Die Betriebskosten (variabler OPEX) betragen 0.01 CHF pro kWh transportierter Wärme. Die Amortisationszeit beträgt 33 Jahre.
- Die Parametrisierung der Technologien der vier Grossbetriebe erfolgte in engem Austausch mit den Partnern des Runden Tisches.

CO₂ Zertifikate, Transport und Speicherung

- Der CO₂ Preis gemäss Schweizer Emissionshandelsregister¹⁰ wird wie folgt angenommen:
 - REF: 96 CHF / t CO₂
 - 2050: 175 CHF / t CO₂
- Der Aufbau und Betrieb einer Schweizer CO₂-Transportinfrastruktur kostet rund 45 CHF pro Tonne transportiertem CO₂. Die Berechnung basiert auf der SAIPEM Studie¹¹, welche im Auftrag des VBSA durchgeführt wurde.
- Für den Transport und die permanente Speicherung von CO₂ aus dem Bündner Rheintal im Ausland werden Kosten von 20 CHF/t CO₂ ab Schweizer Grenze angenommen¹².

¹⁰ <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen/ehs/register.html>

¹¹ <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=67552&Load=true>

¹² [Energieperspektiven 2050+ Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS](#)

Lebensdauer der technischen Anlagen

- Die Nutzungsdauer der Anlagenteile (technische Lebensdauer) entspricht der Amortisationszeit.

Wasserstoff

- Der Transport von Wasserstoff im lokalen Verteilnetz kostet szenarienunabhängig 2.5 Rp/kWh.

Elektrizitätsnetz

- Die Netznutzungskosten betragen im Hochspannungsnetz: 0.04 CHF/kWh und im Verteilnetz: 0.08 CHF/kWh. Insgesamt betragen die Netznutzungskosten 0.12 CHF/kWh.

Elektrizitätspreise und CO₂-Emissionen

- Der Day ahead Strompreis aus dem Jahr 2018 wurde als Referenzpreis verwendet. Der Strompreis wird in Stündlicher Auflösung verwendet. Durchschnittlich betrug der Grosshandel Energiepreis für Strom 0.05 CHF/kWh im Jahr 2018.
- Falls nicht weiter spezifiziert, wird der Strompreis, in Übereinstimmung mit dem Runden Tisch, im Jahr 2050 dreimal höher angenommen als im Jahr 2018. Damit beträgt der Elektrizitätspreis (Energiepreis am "Day-ahead" Markt excl. Netznutzungskosten) durchschnittlich 0.16 CHF/kWh im Jahr 2050.
- Die indirekten CO₂-Emissionen im Strom, welcher im Rheintal aus dem Netz bezogen wird, entsprechen im Referenzszenario dem Schweizer Durchschnitt¹³. Sie betragen 0.09 kgCO₂/ kWh (Werte 2018).
- Im Jahr 2050 wird das Netto-Null Ziel gesamtschweizerisch erreicht Somit sind die indirekten CO₂ -Emissionen des Stroms, welcher aus dem Netz bezogen wird, Null.

Generelle Annahmen

- Der Energiebedarf von momentan nicht spezifisch zuordnungsbaeren grossen Energieverbrauchern wird gleichmässig auf die drei Siedlungshubs verteilt. Der Energiebedarf dieser Verbraucher beträgt insgesamt:
 - 295 GWh Elektrizität
 - 131 GWh Prozesswärme I

Batteriespeicher

Der Ausbau der Heimbatterien erfolgt nicht nur nach wirtschaftlichen Kriterien. Wie in der VSE-Studie "Energiezukunft 2050" angenommen, gehen wir von einer Kopplung der Photovoltaik- und Heimbatteriekapazität aus. Konkret bedeutet dies, dass für jedes Kilowatt Spitzenleistung einer Photovoltaikanlage mindestens eine Viertel Kilowattstunde Batteriekapazität installiert werden muss. Diese Annahme beruht nicht auf behördlichen Vorgaben, sondern darauf, dass Hausbesitzer dies von sich aus umsetzen. Daher folgt der Ausbau der Batterien nicht nach rein ökonomischen Entscheidungen. Diese Annahme wurde auch vom Runden Tisch bestätigt.

Lokale Ressourcen

- Die Holznutzung im gesamten Rheintal ist im Jahr 2050 auf 500 GWh/a limitiert
 - Im REF betrug diese 536 GWh/a
- Ausser in Sensitivität 2 können nur Dachflächen für PV -Installationen genutzt werden. Die Dachflächen und Einstrahlungsprofile wurden basierend auf einer Studie

¹³ (Rüdisüli et al., 2022)

der EPFL¹⁴ ermittelt. In Sensitivität 2 können ebenfalls Freiflächen PV Anlagen gebaut werden. Siehe Szenarien Definition in Abbildung 10.

Parametrisierung der Szenarien und Sensitivitäten für das Jahr 2050

Die Szenarienbeschreibung für das Jahr 2050 ist in Abbildung 10 dargestellt. Die Berechnung von Sensitivitätsanalysen pro Szenario erlauben eine Analyse der Abhängigkeit der Resultate von ausgewählten Parametern.

Szenarien 2050

Sz1 "Progressiv"

- Keine Kapazitätslimitierung für den Elektrizitäts-Netzbezug
- H₂ Energiepreis: 2.5 CHF/kg = 0.08 CHF/kWh
- Importpreis synthetisches Methan: 0.1 CHF/kWh

Sz2 "Restriktiv"

- Die Nutzung der Kapazität des Stromnetzes kann um maximal 20% im Vergleich zu heute erhöht werden
- Der Strombezug aus dem Netz ist auf 800 GWh/a limitiert
- H₂ Energiepreis: 6 CHF/kg = 0.18 CHF/kWh
- Importpreis synthetisches Methan: 0.2 CHF/kWh
- Eine erhöhte Recyclingquote des Abfalls führt zu 30% weniger Abfall bei der GEVAG

Sensitivitäten

Sensitivität 1

- Der H₂ Import ist auf 400 GWh/a limitiert

Sensitivität 2

- Der Wasserstoff & syn. Methan Import ist Null
- Sz2: Freiflächen PV sind verfügbar

Sensitivität 3

- Gleicher Strompreis wie im Jahr 2018 (wie REF)

Sensitivität 4

- Das Netto-Null Ziel müsste nicht erreicht werden

Abbildung 10: Szenarien und Sensitivitätskombinationen für die Analyse des ESR.

¹⁴ (Walch et al., 2020).

Tabelle 1 zeigt die total elf Szenarien und Sensitivitätskombinationen, welche berechnet wurden. Die Abkürzung der Kombinationen wird in den Datenbeschriftungen der Resultate verwendet.

Tabelle 1: Szenarien -und Sensitivitäten Kombinationen

Szenario	Sensitivitäten	Kombinationen (Beschriftung in Figuren 11-14)
REF	-	REF
2050 Sz1	Sensitivität 1, Sensitivität 2, Sensitivität 3, Sensitivität 4	2050 Sz1 2050 Sz1 Sens1 2050 Sz1 Sens2 2050 Sz1 Sens3 2050 Sz1 Sens4
2050 Sz2	Sensitivität 1, Sensitivität 2, Sensitivität 3, Sensitivität 4	2050 Sz2 2050 Sz2 Sens1 2050 Sz2 Sens2 2050 Sz2 Sens3 2050 Sz2 Sens4

Resultate

Systemkosten

Die annualisierten Systemkosten des Rheintals sinken bis ins Jahr 2050.

Die annualisierten Systemkosten im Jahr 2050 können tiefer als heute liegen. Dies trotz:

- CO₂ Abscheidungsanlagen welche für das Erreichen des Netto-Null Ziels notwendig sind.
- Generell erhöhten Strompreisen (ausser Sensitivität 3)

Positiv auf die Systemkosten wirken sich aus:

- Um 25% reduzierter Gesamtenergiebedarf durch Gebäudesanierung und -ersatz und durch die Elektrifizierung der Gebäudewärme und Mobilität sowie einen reduzierten Energiebedarf bei den Grossbetrieben. Der Gesamtenergiebedarf sinkt von rund 1 TWh/a in REF auf 0.75 TWh/a im Jahr 2050.
- Reduzierter Importbedarf von fossilen Brennstoffen (von ca. 1.8 TWh/a in REF auf unter 0.5 TWh/a im Jahr 2050).
- Erhöhte Nutzung lokaler Ressourcen: Photovoltaik Dachanlagen (Maximales Potential: ca. 500 GWh) und Umgebungswärme für die Bereitstellung von Gebäudewärme mittels Luft-Luft oder Erdwärmepumpen.
- Tiefe Elektrizitätspreise (Sensitivität 3)

Sensitivität 4 zeigt das kostenminimale ESR ohne die Netto-Null Randbedingung. Die Lebenszykluskosten für Sensitivität 4 (537 MCHF/Jahr) liegen ca. 5-20% unter den Kosten für Szenario 1 (565 MCHF/Jahr), Szenario 1 Sensitivität 1 (600 MCHF/Jahr) und 2 (667 MCHF/Jahr). Der Vergleich von Sensitivität 3 zu 4 zeigt, dass die tieferen Elektrizitätskosten einen grösseren Einfluss auf die Systemkosten haben als die Netto-Null Randbedingung und somit die CO₂ Abscheidung.

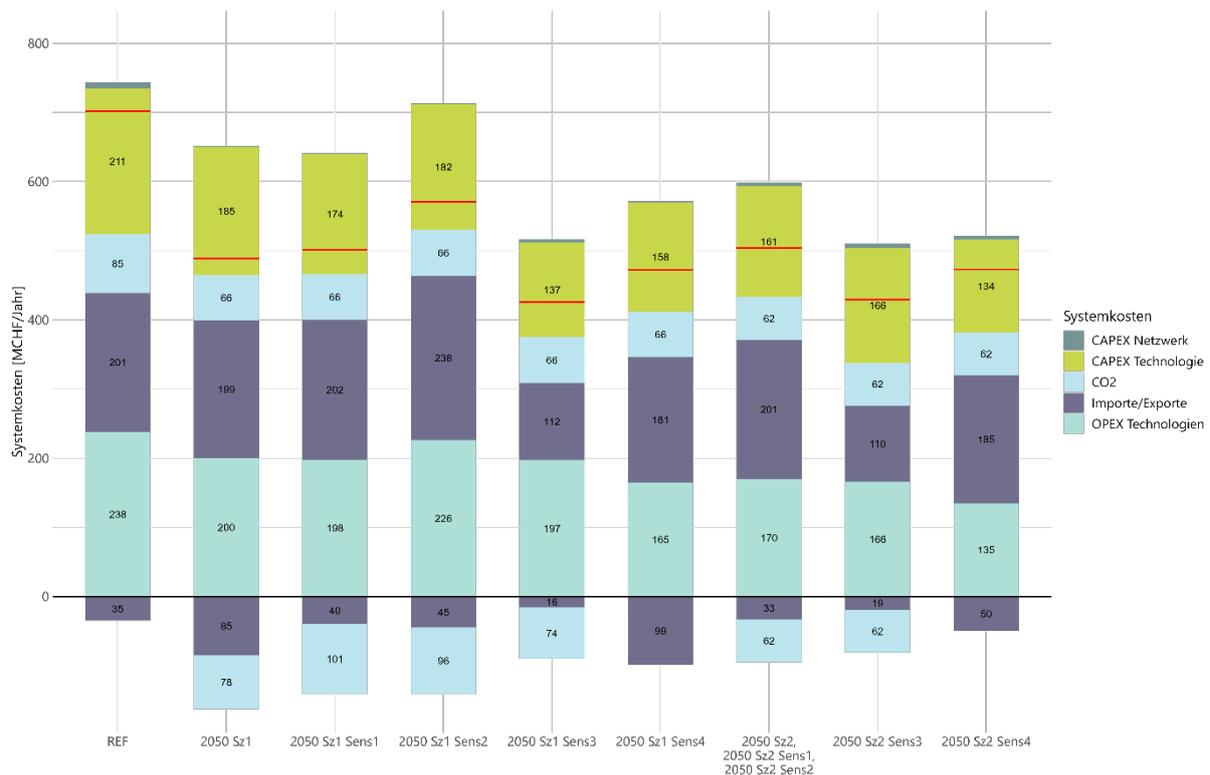


Abbildung 11: Die annualisierten Systemkosten des Rheintals sinken in allen Szenarien und Sensitivitäten im Vergleich zu REF. Tiefe Strompreise (Sensitivität 3) wirken sich positiv auf die Systemkosten aus. Die Systemkosten für ein nicht-Netto Null System (Sensitivität 4) liegen nur unwesentlich tiefer als für ein System, welches das Netto-Null Ziel 2050 erreicht. Die roten Linien in den Balken zeigen die Netto annualisierten Systemkosten pro Szenario.

Import und Export

Die Importabhängigkeit des Rheintals sinkt bis ins Jahr 2050.

Abbildung 12 zeigt, dass die Gesamtsumme der Importieren Energieträger ins ESR abnimmt.

Preissignale und Verfügbarkeit bestimmen, ob Energieträger importiert werden. Wasserstoff ist in Szenario 1 im Jahr 2050 günstig importierbar. Die Energie und Transportkosten belaufen sich auf 0.2 CHF/kWh. Demgegenüber stehen Elektrizitätspreise für Energie und Transport von durchschnittlich 0.28 CHF/kWh. Folglich kann der Wasserstoff zum Teil als Substitut für Elektrizität verwendet werden. Sobald die Importkosten für Wasserstoff und synthetisches Methan in Szenario 2 steigen, wird vermehrt Elektrizität (Restriktion des Systems/der Modellierung: maximal 800 GWh/a) und Biogas importiert. Die importierten Energieträger können sich teilweise gegenseitig substituieren. Folglich sind Importe zu diversifizieren, um ein resilientes Energiesystem im Bündner Rheintal aufzubauen.

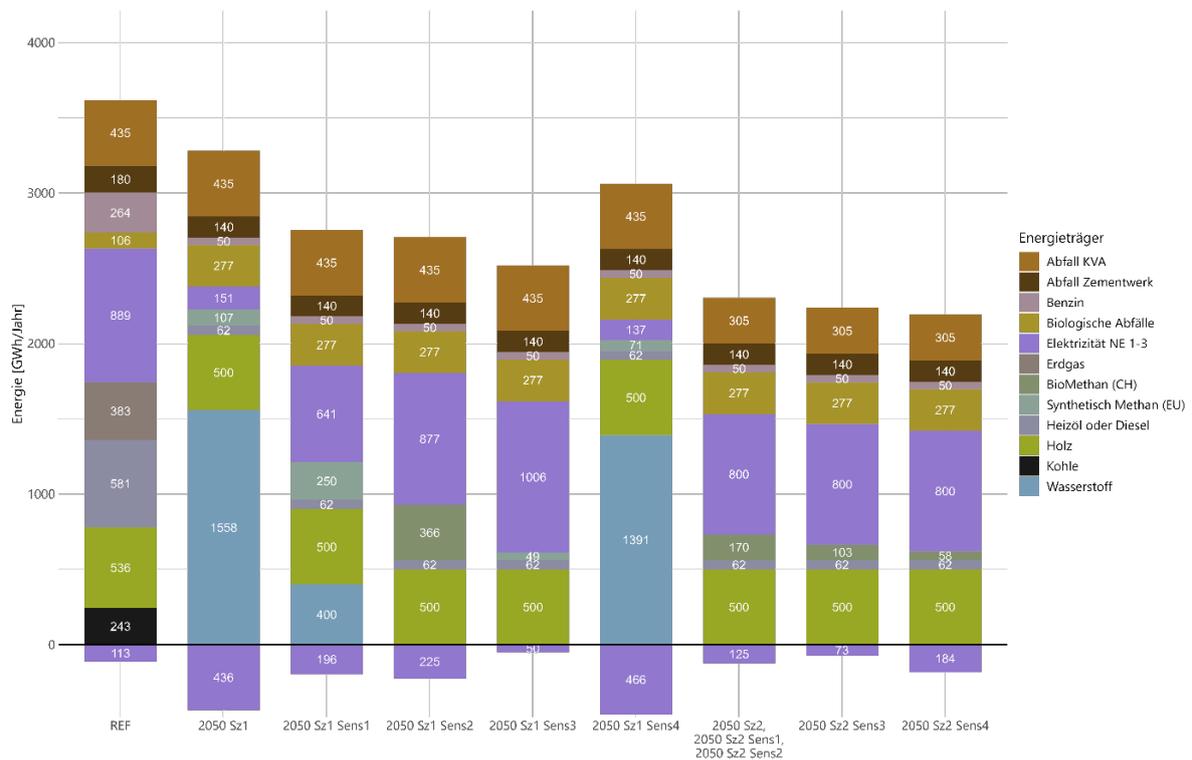


Abbildung 12: Importierte Energie über die Systemgrenze des ESR nach Energieträger.

Fernwärme

Fernwärme leistet einen Beitrag zur Wärmeversorgung und entlastet das Elektrizitätsnetz.

Die Resultate zeigen, dass die Fernwärme vor allem im restriktiven Szenario 2 ausgebaut wird. In Szenario 1 gibt es für die Fernwärme durch die günstige Verfügbarkeit von Wasserstoff und anderen Energieträgern weniger Kostenanreize, um einen Aus- und Umbau zu forcieren. Ein Grossteil der freien Abwärme bleibt in Szenario 1 ungenutzt. In Szenario 2 ist die Stromkapazität für Importe limitiert. Somit kann die Fernwärme vor allem in den Wintermonaten einen wichtigen Beitrag zur Gebäudewärme leisten.

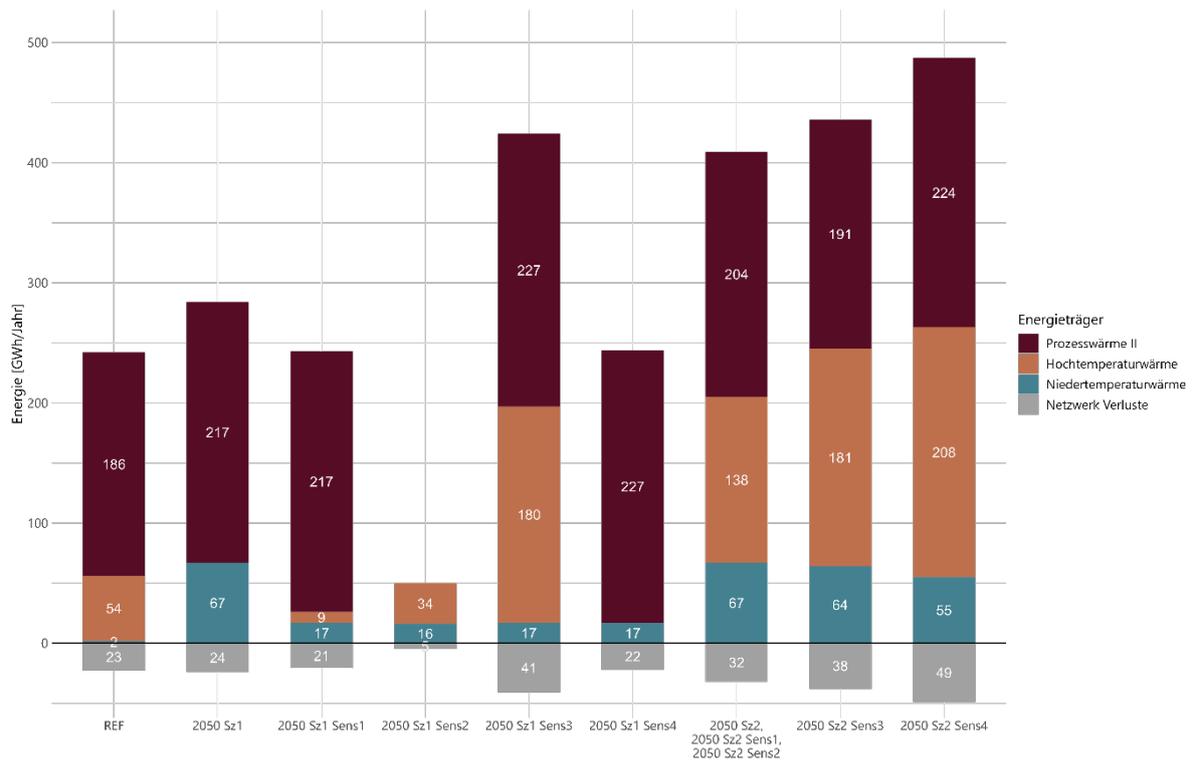


Abbildung 13: Gesamtenergie, welche durch Fernwärmeleitungen pro Temperaturniveau zwischen den Hubs des Rheintals transportiert wird.

CO₂ Abscheidung

Das Netto-Null Ziel im Rheintal kann nur mit CO₂ Abscheidung und Speicherung erreicht werden.

Das Netto-Null Ziel 2050 wird in allen Szenarien 2050, ausser Sensitivität 4 erreicht. Die CO₂-Emissionen werden im Gebäude- und Mobilitätssektor durch Elektrifizierung stark reduziert. CO₂-Abscheidung und -Speicherung ist notwendig, um die fossilen und geogenen Emissionen vor allem aus dem Zementwerk Untervaz und der GEVAG auf Netto Null zu bringen. Die HPC CO₂ Abscheidetechnologie wird bevorzugt in Szenario 1 verwendet. Im restriktiven Szenario 2 wird die Aminwäsche als CO₂ Abscheidetechnologie eingesetzt. Biogenes CO₂ aus der GEVAG und Axpo Tegra kann ebenfalls abgeschieden und gespeichert werden. Dadurch können gegebenenfalls fossile und geogene Emissionen aus der Industrie, dem Gebäude- sowie Mobilitätssektor kompensiert werden. Dauerhaft gespeichertes, biogenes CO₂, welches nicht zur Kompensation von geogenen oder fossilen Emissionen eingesetzt wird, kann in Zukunft zudem für die Synthese von erneuerbaren Treibstoffen und Chemikalien genutzt werden.

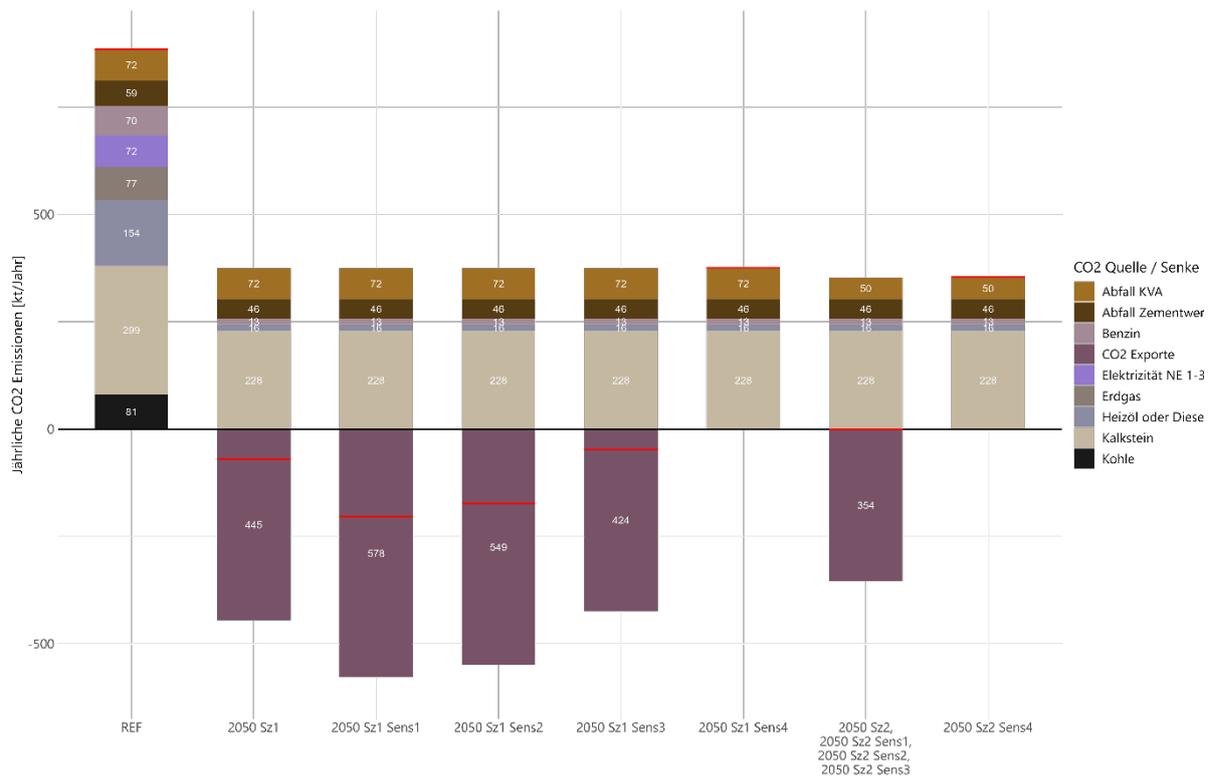


Abbildung 14: CO₂ Emissionen im ESR in den verschiedenen Szenarien. Die rote Linie zeigt die Netto CO₂ Emission der jeweiligen Berechnung. Die roten Linien in den Balken zeigen die Netto Systemkosten pro Szenario.

Fazit

Mit den Partnern des Runden Tisches wurde das Energiesystem Rheintal für den heutigen und zukünftigen Zustand durch die Empa modelliert und parametrisiert. Durch die Optimierung des Energiesystems zu minimalen Systemkosten und definierten Szenarien und Sensitivitäten konnten wichtige Erkenntnisse für den Ausbau des Energiesystems bis ins Jahr 2050 gewonnen werden:

1. Das Netto-Null Ziel im Rheintal kann nur mit CO₂ Abscheidung und Speicherung erreicht werden.
2. Die annualisierten Systemkosten des Rheintals sinken bis ins Jahr 2050.
3. Die Importabhängigkeit des Rheintals sinkt bis ins Jahr 2050.
4. Fernwärme kann einen wichtigen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten und das Elektrizitätsnetz entlasten.
5. Wasserstoff und erneuerbare, synthetische Treibstoffe können eine wichtige Rolle im Energiesystem 2050 spielen.

Limitierungen

- Die Auswirkungen von Unsicherheiten bezüglich Preisentwicklungen und der Verfügbarkeit von Technologien und Energieträgern wurden nur bedingt durch Sensitivitätsanalysen untersucht.
- Die Lösung des MILP-Modells ist mathematisch das globale Optimum. Oft existieren jedoch Lösungen, die praktisch identische Systemkosten haben, aber alternative Systemkonfigurationen aufweisen. Diese alternativen Lösungen sind im Moment nicht gezeigt.
- Im Modell ist der Energiebedarf zu jeder Stunde des Jahres bekannt ("perfect foresight"). Somit kann die Kapazität der Technologien optimal an diesen Bedarf angepasst werden. Da die reale Bedarfsnachfrage unbekannt ist, ist die Bedarfsprognose mit Unsicherheiten behaftet.

Ausblick

Die vorliegende Phase I des Netto-Null Rheintal 2050 Projektes ist der Grundstein für die Evaluation konkreter Umsetzungspläne.

Referenzen

- Berry, K., Menmuir, D., 2022. Next generation carbon capture technology: techno-economic analysis work package 6.
- Eggimann, S., Vulic, N., Rüdisüli, M., Mutschler, R., Orehounig, K., Sulzer, M., 2022. Spatiotemporal upscaling errors of building stock clustering for energy demand simulation. *Energy and Buildings* 258, 111844. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.111844>
- Marti, T., Sulzer, M., Rüdisüli, M., 2022. Energieversorgung der Schweiz bis 2050. VSE.
- Orehounig, K., Fierz, L., Allan, J., Eggimann, S., Vulic, N., Bojarski, A., 2022. CESAR-P: A dynamic urban building energy simulation tool. *JOSS* 7, 4261. <https://doi.org/10.21105/joss.04261>
- Rüdisüli, M., Romano, E., Eggimann, S., Patel, M.K., 2022. Decarbonization strategies for Switzerland considering embedded greenhouse gas emissions in electricity imports. *Energy Policy* 162, 112794. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112794>
- Vulic, N., Eggimann, S., Orehounig, K., Sulzer, M., 2023. Erst sortieren, dann sanieren: Die Auswirkung verschiedener Sanierungsstrategien auf den Energieverbrauch von Schweizer Wohngebäuden.

- Walch, A., Castello, R., Mohajeri, N., Scartezzini, J.-L., 2020. Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy* 262, 114404. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114404>
- Zanco, S.E., Pérez-Calvo, J.-F., Gasós, A., Cordiano, B., Becattini, V., Mazzotti, M., 2021. Postcombustion CO₂ Capture: A Comparative Techno-Economic Assessment of Three Technologies Using a Solvent, an Adsorbent, and a Membrane. *ACS Eng. Au* 1, 50–72. <https://doi.org/10.1021/acsengineeringau.1c00002>